

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TRABAJO FIN DE GRADO
GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Determinación de las características de una
vivienda habitual para conseguir un balance
energético anual equilibrado
(Producción igual a consumo de energía)**

AUTORA: Blanca María Arenas Díez

DIRECTOR: Adolfo Hernando Mateos

En Leganés, a 22 de Junio de 2015

AGRADECIMIENTOS

A mis compañeros y amigos de la universidad que, no solo durante la realización de éste proyecto, sino durante toda la carrera, hemos compartido experiencias e impresiones y que sin ellos, la etapa de la universidad no hubiera sido la misma.

A mis amigas de toda la vida, con las que llevo viviendo momentos inolvidables desde el colegio y las que siempre han estado ahí cuando lo he necesitado.

A todas las empresas a las que las he pedido información y me la han facilitado sin problemas y con rapidez.

A mi tutor del TFG, que me ha dedicado toda la atención posible y que sin él, éste proyecto no hubiera podido ser.

Y, por último, a mi familia y, en especial, a mis padres, con los que puedo contar siempre con su apoyo y ayuda y siempre intentan darme lo mejor.

INDICE

I.	OBJETO	1
II.	INTRODUCCIÓN	2
1.	Fuentes de energía.....	2
2.	Radiación solar	4
3.	Energía solar.....	5
4.	Célula fotovoltaica	6
5.	Instalaciones de paneles solares fotovoltaicos.....	8
5.1.	Tipos de instalaciones fotovoltaicas.....	8
6.	Consumo energético nulo	10
III.	MEMORIA	11
1.	Localización.....	11
2.	Normativa aplicable.....	11
3.	Descripción general de la instalación	12
4.	Estimación de las necesidades energéticas.....	12
4.1.	Gasto energético por calefacción y aire acondicionado	12
4.1.1.	Envoltente térmica de la vivienda	13
4.1.2.	Pérdidas producidas en la envoltente térmica	16
4.2.	Gasto energético por Agua Caliente Sanitaria (ACS).....	21
4.3.	Gasto energético por iluminación y electrodomésticos.....	22
4.4.	Gasto energético global de la vivienda	23
5.	Componentes de la instalación fotovoltaica.....	23
5.1.	Paneles solares fotovoltaicos	24
5.1.1.	Orientación de los paneles	25
5.1.2.	Inclinación de los paneles	25
5.1.3.	Dimensionado de los paneles	27
5.1.4.	Distancia mínima entre paneles	29
5.1.5.	Cálculo de sombras	30
5.2.	Estructura soporte	32
5.2.1.	Cálculo de las sobrecargas	33
5.2.2.	Cálculo de la carga soportada	34
5.3.	Inversor	35
5.3.1.	Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.....	35
5.3.2.	Tensión y corriente en el punto de máxima potencia.....	38
5.3.3.	Elección del inversor.....	39
5.4.	Cableado	41
5.4.1.	Tramos de cableado.	44
5.4.2.	Cableado de Protección. Puestas a Tierra	48
5.5.	Protecciones	51
6.	Cálculo de la energía generada por la instalación.....	61
IV.	PLIEGO DE CONDICIONES	65
1.	Objeto.....	65
2.	Equipos y materiales.....	65

2.1.	Generalidades	65
2.2.	Módulos fotovoltaicos.....	65
2.3.	Estructura soporte	66
2.4.	Inversores	67
2.5.	Cableado	68
2.6.	Conexión a red	68
2.7.	Medidas.....	69
2.8.	Protecciones	69
2.9.	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.....	69
2.10.	Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	69
2.11.	Medidas de seguridad.....	69
3.	Recepción y pruebas	70
4.	Mantenimiento	71
4.1.	Mantenimiento preventivo	71
4.2.	Mantenimiento correctivo.....	71
4.3.	Garantía de la instalación	72
5.	Estudio Medioambiental.....	72
V.	ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	74
1.	Normativa	74
2.	Medidas de prevención y protección	75
2.1.	Medidas de prevención y protección general	75
2.2.	Medidas de prevención y protección individual	77
VI.	ESTUDIO ECONÓMICO.....	78
1.	Presupuesto.....	78
2.	Cálculo del VAN y TIR.....	80
VII.	CONCLUSIONES.....	83
VIII.	BIBLIOGRAFÍA.....	84
IX.	PLANOS	85
X.	ANEXOS	92

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Potencia instalada en España en el año 2011.....	3
Figura 2: Potencia instalada en España en el año 2014.....	3
Figura 3: Consumo mundial de energía en el año 2012	4
Figura 4: Elementos de un panel fotovoltaico	6
Figura 5: Composición de una matriz fotovoltaica	7
Figura 6: Paneles monocristalino, policristalino y amorfo.....	8
Figura 7: Esquema de instalación solar fotovoltaica conectada a red y aislada.....	9
Figura 8: Capas que constituyen las paredes de la vivienda.....	15
Figura 9: Representación del ángulo azimut.....	25
Figura 10: Representación del ángulo de inclinación	26
Figura 11: Valores obtenidos del programa PVsyst V6.0.7.....	27
Figura 12: Parámetros entre paneles.....	29
Figura 13: Puntos representativos del panel	30
Figura 14: Representación del perfil de obstáculos.....	32
Figura 15: Estructura soporte	32
Figura 16: Sobrecarga producida por el viento.....	34
Figura 17: Peso de los paneles sobre la estructura	34
Figura 18: Inversor FRONIUS IG PLUS 60 V-3	40
Figura 19: Instalación Fotovoltaica para generación de energía según Unión Fenosa	41
Figura 20: Canaleta marca Quintela.....	43
Figura 21: Tubo Aiscan PVC forroplast.....	43
Figura 22: Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra	50
Figura 23: Cuadro Seguidor de Continua Schneider modelo Kaedra.....	52
Figura 24: Fusibles marca ABB modelo E 9F10 PV	53
Figura 25: Portafusibles marca ABB modelo E 92/20 PV	53
Figura 26: Interruptor seccionador marca ABB modelo S802PV-M32	54
Figura 27: Descargado Clase II marca ABB modelo OVR PV 40 600P	55
Figura 28: Cuadro General de Continua Schneider mini Pragma	56
Figura 29: Interruptor automático magnetotérmico marca ABB modelo S802PV-S20	57
Figura 30: Interruptor diferencial marca Schneider modelo iID -4P-25A-30mA - clase A SI	58
Figura 31: Interruptor magnetotérmico marca Schneider modelo iDPN N -3P+N-25A- curva C.....	59
Figura 32: Cuadro de contadores y protecciones AC.....	59
Figura 33: Esquema conexión a red con método de medida bidireccional y consumo separado	60
Figura 34: Diagrama de pérdidas del sistema.....	64

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Media de las temperaturas mínimas, máximas y medias de 2004 – 2014	17
Tabla 2: Calor intercambiado por las paredes de la vivienda	18
Tabla 3: Calor intercambiado por el suelo de la vivienda	19
Tabla 4: Calor intercambiado por la cubierta de la vivienda	19
Tabla 5: Calor intercambiado por las ventanas de la vivienda	20
Tabla 6: Calor intercambiado por la puerta principal de la vivienda	20
Tabla 7: Calor intercambiado por la puerta trasera de la vivienda	21
Tabla 8: Consumo de ACS mes a mes	22
Tabla 9: Consumos estimados de iluminación y electrodomésticos anuales	23
Tabla 10: Parámetros fundamentales del módulo fotovoltaico modelo A – 250M GSE ..	24
Tabla 11: Inclinación óptima de los paneles según la latitud	26
Tabla 12: Valores de la tensión a circuito abierto	37
Tabla 13: Valores de la corriente de cortocircuito.....	38
Tabla 14: Valores máximos y mínimos de tensión y corriente de los paneles	39
Tabla 15: Características del Inversor FRONIUS IG PLUS 60 V-3.....	39
Tabla 16: Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento	42
Tabla 17: Secciones mínimas de conductores de protección	49
Tabla 18: Energía incidente efectiva	61
Tabla 19: Producciones normalizadas (por cada KWp instalado).....	62
Tabla 20: Irradiancia y producción de la instalación mes a mes.....	63
Tabla 21: Presupuesto.....	79
Tabla 22: Resumen económico del presupuesto.....	80

I. OBJETO

I. OBJETO

El objeto del proyecto es la creación de una vivienda unifamiliar de nueva construcción, que cumpla los requisitos de edificio con consumo nulo o casi nulo. Para ello se diseñará una envolvente térmica de la vivienda que haga que las pérdidas por transferencia de calor sean las mínimas posibles y se realizará el dimensionado de una instalación solar fotovoltaica conectada a red para cubrir las necesidades de energía eléctrica.

La instalación solar fotovoltaica estará diseñada para conectarla a red mediante un contador bidireccional situado en la fachada exterior de la vivienda. Los paneles fotovoltaicos se encontrarán en la azotea y, el inversor y el cuadro general de continua se situarán en el sótano, en un espacio donde el tránsito de personas será prácticamente nulo.

Se procederá finalmente a la obtención del certificado energético de la vivienda mediante el programa CEX v1.3 en el que se podrá ver la calificación energética global y las emisiones de CO₂ producidas por la vivienda.

II. INTRODUCCIÓN

1. Fuentes de energía

La producción de energía se lleva a cabo mediante dos tipos de fuentes de energía: fuentes de energía renovables y fuentes de energía no renovables.

Las fuentes de energía no renovables son las que podemos encontrar en la naturaleza de forma limitada ya que su consumo es más rápido que su creación. A este tipo de fuentes pertenecen los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) y la energía nuclear creada por la fisión o fusión de átomos de elementos químicos fisibles.

Por el contrario, las fuentes de energía renovables son las que, a pesar de su uso constante, se consideran inagotables. Podemos hablar de energía hidráulica, creada por saltos de agua; de energía mareomotriz, proveniente de las mareas; de energía geotérmica, producida por la extracción del calor interno de la Tierra; de la biomasa, que es la utilización, como fuente energética, de materia orgánica originada en un proceso biológico; y por último, de la energía solar, obtenida a partir de la radiación electromagnética procedente del sol.

Las ventajas más destacadas de usar fuentes de energía renovables frente a las no renovables son: el respeto por el medio ambiente, generando mucha menos contaminación; no se requiere custodiar sus residuos durante millones de años; genera mayor autonomía en las regiones donde se producen este tipo de energías; y sus fuentes de energía son inagotables.

Las principales desventajas de este tipo de energías son la gran inversión inicial necesaria y la disponibilidad de un espacio grande para su desarrollo.

En la actualidad, la tendencia de la mayoría de los países del mundo es implantar las energías renovables como consecuencia de las repercusiones que tiene la contaminación creada por las energías no renovables en el medio ambiente. Con los siguientes gráficos se puede ver cómo, en el transcurso de dos años (2011 – 2013), aumenta la potencia instalada en España de energías renovables. Por consiguiente, disminuye el consumo de potencia de fuentes no renovables.

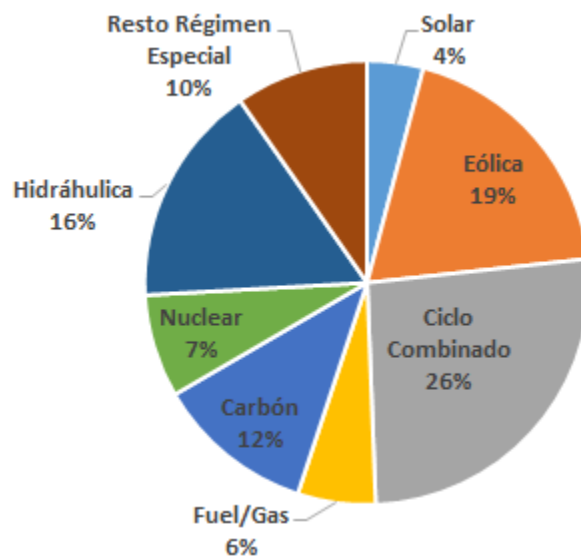


Figura 1: Potencia instalada en España en el año 2011

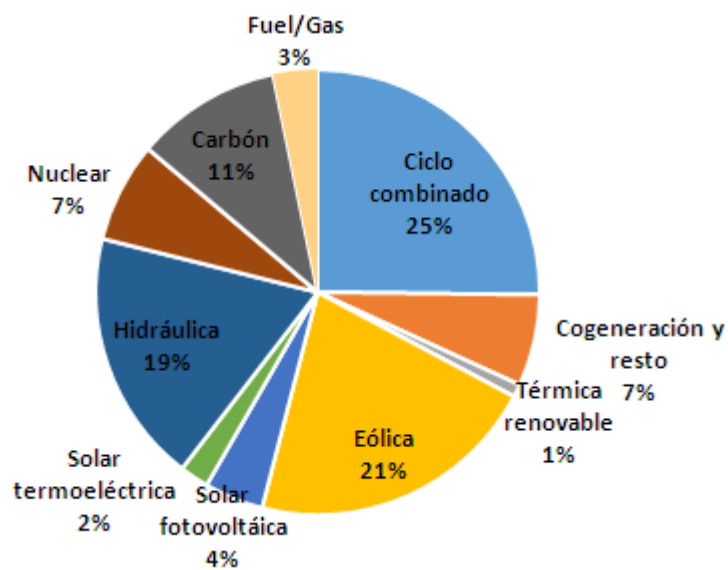


Figura 2: Potencia instalada en España en el año 2014

Con respecto al consumo mundial de energías renovables y no renovables, se obtuvieron los siguientes datos para el año 2012:

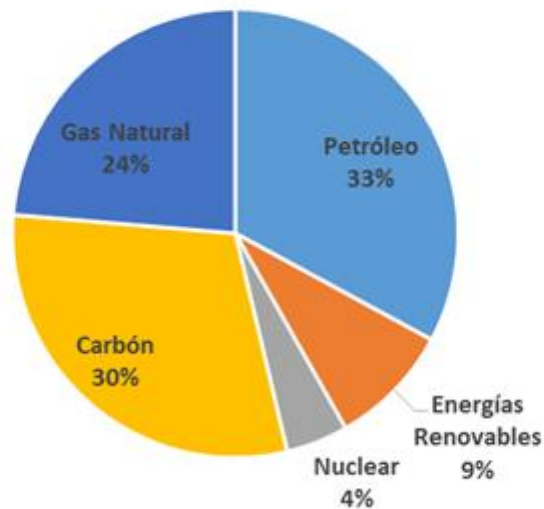


Figura 3: Consumo mundial de energía en el año 2012

Realizando una comparación de los valores mundiales de producción de energía mediante fuentes renovable con los de producción en España, se puede apreciar que España tiene una producción muy elevada de energías renovables. De hecho, junto con otros países, España es uno de los más destacados a nivel mundial en energía eólica y fotovoltaica, produciendo más de 21 GW y 4 GW respectivamente.

¿Puede un país llegar a obtener el 100% de energía mediante fuentes renovables? Varios países han adoptado ambiciosos planes para obtener su energía de las fuentes renovables. Estos países no sólo están acelerando la creación de instalaciones de energías renovables, sino que también están integrándolas en su infraestructura existente para alcanzar el 100% de producción con energías renovables.

Ejemplos de estos países puede ser Islandia, la cual obtiene el 85% de la energía demandada por medio de energías renovables. El 100% de la energía eléctrica consumida en este país proviene de las energías geotérmica e hidroeléctrica. En Noruega la producción mediante energías renovables asciende a un 98% utilizando la energía geotérmica, eólica e hidroeléctrica. Escocia tiene como objetivo para el 2020 convertirse en un país consumidor de energía renovable al 100%.

2. Radiación solar

El interior del Sol está en constante fusión nuclear. Éste fenómeno hace que se produzcan pérdidas de masa, las cuales son transformadas en energía. La radiación solar es la transferencia de ésta energía por medio de ondas electromagnéticas.

Se distinguen tres tipos de radiaciones solares entrantes en la Tierra:

La Radiación Directa es la que llega directamente del Sol sin sufrir ninguna alteración en su dirección.

La Radiación Difusa es la que en su camino se encuentra con nubes, montañas, polvo, etc. Por consecuencia de la reflexión y absorción en estos elementos, va en todas direcciones.

La Radiación Reflejada es la procedente de la absorción o reflexión en la superficie Terrestre. Solo las superficies inclinadas o verticales reciben esta radiación.

Por último, la Radiación Global es la suma de las tres radiaciones.

La radiación puede ser medida fundamentalmente por dos magnitudes:

- Irradiación: Es la energía incidente en un lugar a lo largo de un periodo de tiempo por unidad de superficie (KWh/m^2).
- Irradiancia: Es la densidad de potencia incidente en un lugar por unidad de superficie (W/m^2 ó KW/m^2).

3. Energía solar

El sol existe desde hace más de 4 millones de años, proporcionando energía suficiente en un minuto para abastecer las necesidades energéticas del mundo durante un año. Ésta energía, que llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética, puede ser aprovechada de dos formas: térmica y fotovoltaica.

El proceso de conversión térmico consiste en concentrar la luz solar y convertir, la energía solar contenida, en energía térmica. La energía generada se usa en el calentamiento de agua para consumo en viviendas, ya sea para calefacción o para agua caliente sanitaria. También se usa para la producción de electricidad por movimiento de turbinas.

Por otro lado, el proceso de conversión fotovoltaico consiste en la transformación de la energía solar en electricidad directamente, sin partes móviles. Para que esto suceda, se usan células fotovoltaicas compuestas por materiales semiconductores.

Existen cuatro categorías generales en el uso de la energía solar: industrial, vivienda rural, conectada a la red y los consumidores en viviendas no rurales. Los usos industriales han representado las mayores aplicaciones de la energía solar en los últimos 30 años. Las telecomunicaciones, compañías petroleras y equipos de seguridad de carreteras dependen de la energía solar, ya que se encuentran lejos de las líneas eléctricas.

4. Célula fotovoltaica

Las células fotovoltaicas están compuestas por materiales semiconductores que presentan una propiedad conocida como el efecto fotoeléctrico.

El efecto fotoeléctrico se observó por primera vez en 1839 por el físico francés Edmund Bequerel, quien encontró que ciertos materiales producían pequeñas cantidades de corriente eléctrica cuando se exponían a la luz. El primer módulo fotovoltaico fue construido por los Laboratorios Bell en 1954. En ese momento su precio era excesivamente caro como para poder generalizar su uso.

En la década de 1960, se le empezó a dar un uso constante en la industria espacial para proveer de energía las naves espaciales. Desde ese momento, la tecnología fue avanzando y los costes fueron disminuyendo hasta el momento actual, donde está muy generalizada y los costes son asequibles.

El funcionamiento de las células solares es el siguiente:

- 1.- Los fotones de la luz solar impactan sobre la célula. Cuando el número de fotones que le llega es el suficiente, éstos son absorbidos por los electrones que se encuentran en la superficie del material semiconductor del que está compuesta la célula.
- 2.- Los electrones, al haber absorbido energía adicional, se desprenden de sus átomos y empiezan a desplazarse dejando huecos libres, los cuales son ocupados por electrones del semiconductor procedentes de capas más profundas.
- 3.- De esta manera, uno de los lados de la célula queda con más densidad de electrones que el otro. Esto hace que se cree una diferencia de potencial, o lo que es lo mismo, voltaje. Al unir ambos extremos con un cable, los electrones comienzan a fluir de una parte a otra de la placa generando corriente eléctrica.

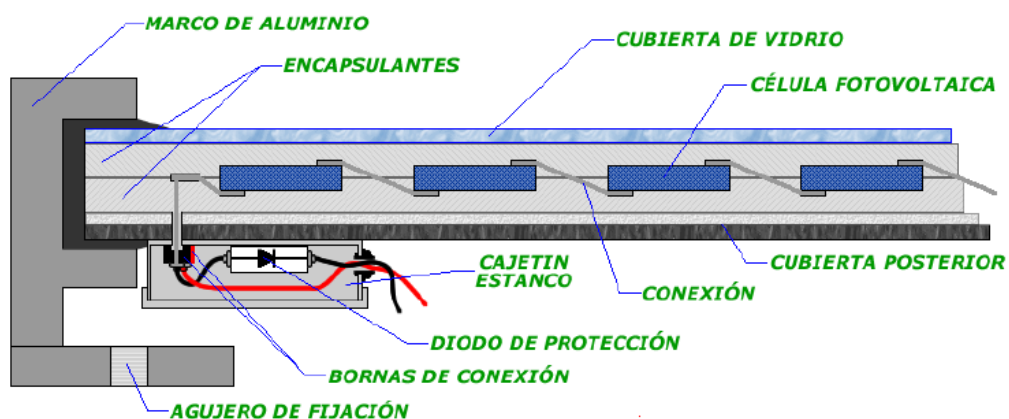


Figura 4: Elementos de un panel fotovoltaico

Cierto número de células solares conectadas eléctricamente entre sí y montados en una estructura se llama módulo fotovoltaico. Los módulos están diseñados para suministrar electricidad a un cierto voltaje, normalmente 12 voltios. La corriente producida depende directamente de la cantidad de luz incidente en el módulo.

Los paneles normalmente están formados por entre 20 y 60 células. Si se quiere conseguir mayor intensidad se conectarán en serie y si se quiere mayor voltaje se conectarán en paralelo. La potencia total del módulo es la suma de todas las células por las que está compuesto.

Varios módulos pueden ser conectados entre sí para formar una matriz. En general, cuanto mayor sea el área de un módulo o conjunto, más electricidad producirá. Las matrices pueden tener tantas filas o columnas como interese para producir la cantidad de electricidad requerida.

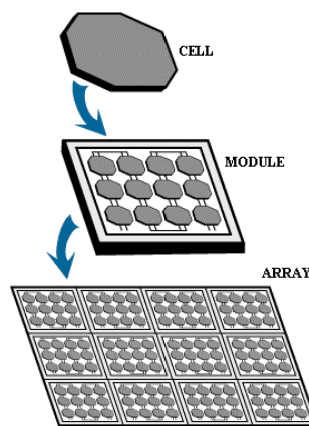


Figura 5: Composición de una matriz fotovoltaica

El material por excelencia del que están compuestas las células fotovoltaicas es el silicio. Existen diferentes tipos de células según su composición y los métodos empleados a la hora de su fabricación. Dependiendo de estos tipos, las células poseerán diferentes eficiencias de conversión energética:

- Silicio monocristalino con un rendimiento del 16% aproximadamente.
- Silicio policristalino con un rendimiento del 14% siendo su precio también más bajo.
- Silicio amorfo con un rendimiento del 8%.
- Teluro de Cadmio con un rendimiento del 8% también.
- Arseniuro de Galio con un rendimiento del 20%, es el más efectivo.

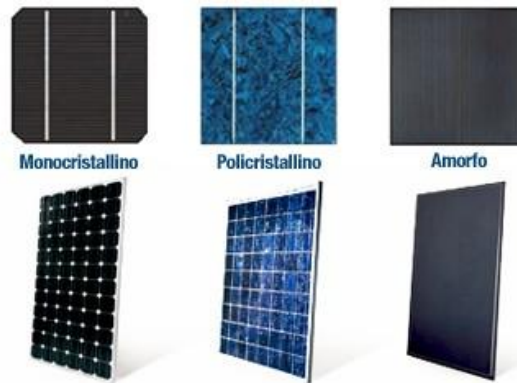


Figura 6: Paneles monocristalino, policristalino y amorfo

Existen varias ventajas en la energía solar fotovoltaica que le convierten en una de las fuentes de energía renovables más prometedoras del mundo:

- No es una energía contaminante, no tiene partes móviles que puedan romperse.
- Requiere poco mantenimiento y supervisión.
- Tiene una vida útil de entre 20 y 30 años.

Las áreas remotas pueden producir fácilmente su propio suministro de energía eléctrica mediante la construcción de pequeños sistemas, según se requiera.

5. Instalaciones de paneles solares fotovoltaicos.

Se entiende por instalación fotovoltaica, la producción de energía solar para cubrir las necesidades de la zona donde esté instalada, mediante la conexión entre sí de varios paneles fotovoltaicos.

5.1. Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Se distinguen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas según su funcionamiento: instalaciones aisladas de red e instalaciones conectadas a red.

Las instalaciones aisladas de red son totalmente independientes de la red por lo que la energía generada será necesaria acumularla. Los elementos necesarios para este tipo de instalaciones son:

- Paneles solares: Es el elemento de mayor importancia, ya que es el encargado de generar la energía eléctrica a partir de la radiación solar.
- Baterías: Son los elementos que almacenan la energía eléctrica producida por los paneles solares para su posterior utilización.
- Inversores: Se encargan de transformar la energía eléctrica obtenida en corriente continua a corriente alterna, para poder ser consumida.

- Regulador: Controlan que el sentido de la corriente sea siempre de los paneles a las baterías y no viceversa. También se encarga de que las baterías ni se carguen ni se descarguen por encima o por debajo de ciertos valores establecidos.
- Cableado, soportes y protecciones: Utilizadas para el transporte de la energía eléctrica, sujeción de los elementos y protección de la instalación.

Algunas de las aplicaciones de las instalaciones aisladas de red son: alimentar viviendas poco comunicadas, en zonas rurales o de montaña; señales de tráfico luminosas; instalaciones agrícolas; repetidores de televisión y radio, etc.

Las instalaciones conectadas a red se encargan de producir energía y enviarla a la red para obtener beneficios. En este caso, no es necesario acumular la energía. Los elementos de los que constan estas instalaciones son:

- Paneles solares: Al igual que en el caso anterior, son los elementos que transforman la radiación solar en energía eléctrica.
- Inversor: De igual manera, convierte la corriente continua creada por los paneles en corriente alterna para poder enviarla a la red o consumirla.
- Contador: Elemento de medida encargado de ver cuanta energía eléctrica se vierte a la red.
- Instalación para evacuar la energía producida: Son las subestaciones, centros de transformación y líneas eléctricas.
- Cableado, soportes y protecciones: Utilizadas para el transporte de la energía eléctrica, sujeción de los elementos y protección de la instalación.

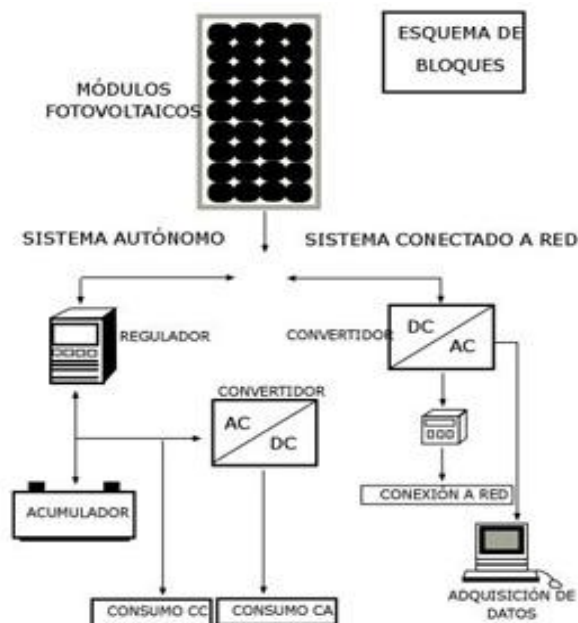


Figura 7: Esquema de instalación solar fotovoltaica conectada a red y aislada

6. Consumo energético nulo

Debido a la normativa impuesta por la Unión Europea conocida como 20/20/20 en la que se establece que para el 2020 se debe lograr:

- La reducción de un 20% en las emisiones de CO₂.
- Disminución de la consumición de energía con el objetivo final de ahorrar un 20% de esta.
- Conseguir que el 20% de la energía consumida tenga origen en fuentes renovables.

Se ha hecho necesario el concepto de consumo energético nulo. Se define un edificio de consumo energético nulo o casi nulo como aquel que tiene un nivel de eficiencia energética muy alto. La baja energía requerida es cubierta por energía procedente de fuentes renovables, incluida energía procedente de fuentes renovables producida in situ o en el entorno.

Este tipo de edificios cumpliría con los requisitos de niveles mínimos de energía, procedentes de fuentes renovables en edificios nuevos del artículo 13.4 de la Directiva de Energías Renovables, eficiencia energética y cercanía de captación de energías renovables al punto de consumo.

Con la creación de las directivas Europeas 2009/28/CE de renovables (DER), la 2010/31/UE de eficiencia energética de edificios (DEEE) y la 2012/27/UE de eficiencia energética (DEE), queda establecido que a partir del 2019, los edificios públicos de nueva construcción deben ser edificios de consumo energético casi nulo y, a partir del 2021, debe aplicarse sin excepción a todos los edificios de nueva construcción.

III. MEMORIA

1. Localización

El terreno donde se edificará la vivienda unifamiliar se encuentra en el término municipal de Ciempozuelos, en la C/ Doñana nº 29, a las afueras del municipio.

Ciempozuelos está situado al sur de la Comunidad de Madrid, a una altitud de 568 m con respecto al nivel del mar. Sus coordenadas geográficas son:

Latitud	40° 9' 33" Norte
Longitud	3° 37' 6" Oeste

2. Normativa aplicable

- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- Directiva 2010/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios.
- Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica de régimen especial.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de Septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de Diciembre del sector eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red (PCT) establecidas por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) en Julio de 2011.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por el RD 842/2002 de 2 de Agosto e Instrucciones Técnicas complementarias (ITC).

- Código Técnico de Edificación aprobado por el RD 314/2006 de 17 de marzo.
- Normas específicas de conexión a red de Unión Fenosa.

3. Descripción general de la instalación

La instalación fotovoltaica se localizará en la azotea de la vivienda unifamiliar ya que consta de la suficiente superficie para instalar allí los paneles necesarios. Estos estarán sujetos a la azotea mediante una estructura fija.

El inversor y la caja de conexiones de los paneles fotovoltaicos se situarán en el sótano de la vivienda. En un cuarto accesible pero que no será transitado con normalidad.

Al no verter el 100% de la energía producida a la red, se pone en el punto de conexión a red un contador de doble dirección que medirá el porcentaje de la energía cedida y consumida.

La instalación, al producir más de 5 KW, se diseñará en trifásico según el punto 2 del artículo 9 del RD 1663/2000 sobre conexiones de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

4. Estimación de las necesidades energéticas

En éste punto se desarrollará y calculará las necesidades eléctricas de la vivienda por los diferentes motivos existentes, ya sea por calefacción o aire acondicionado, calentamiento de agua caliente sanitaria, o iluminación.

4.1. Gasto energético por calefacción y aire acondicionado

El gasto energético por calefacción y aire acondicionado es uno de los más elevados en las facturas energéticas y, por tanto motivo de su encarecimiento. Esto es debido al insuficiente aislamiento del que está compuesta la envolvente térmica de las viviendas.

Se ha procedido a realizar un diseño de la envolvente térmica que, aunque no es el común en la construcción actualmente, reducirá los gastos en aire acondicionado y calefacción considerablemente, como se explica a continuación.

4.1.1. Envolvente térmica de la vivienda

Para el desarrollo de éste apartado es necesario comprender la definición de los siguientes conceptos:

- **Conductividad térmica:** Es la propiedad física de los materiales que mide la capacidad de conducción del calor, es decir, cómo de fácil pasa el calor a través de un material. Es independiente del espesor que tenga dicho material.

Su notación es λ y sus unidades de medida son [W/m K]

- **Resistencia térmica:** Es la capacidad física de los materiales de oponerse a un flujo de calor. La resistencia térmica total de un elemento constructivo es la suma de las resistencias térmicas de las diferentes capas que lo componen.

Su notación es R y sus unidades de medida son [m²K/W].

El cálculo de la resistencia térmica de un material, depende del espesor del material y de su conductividad térmica, de tal manera que:

$$R = \frac{e \text{ (m)}}{\lambda \text{ (W/m K)}}$$

- **Transmitancia térmica:** Propiedad física de los materiales que mide la cantidad de energía que atraviesa un elemento en una unidad de tiempo, es decir, mide el calor que se pierde o se gana a través de un elemento.

Su notación es U y sus unidades de medida son [W/m²K].

La transmitancia térmica es la inversa de la resistencia térmica:

$$U = \frac{1}{R \text{ (m}^2\text{K/W)}}$$

Se escogerán los materiales constructivos que tengan la menor conductividad térmica, para que la resistencia térmica sea la mayor posible, haciendo a su vez que la transmitancia térmica sea la mínima.

Todos los valores de conductividad térmica, se obtendrán del Catálogo de elementos constructivos del Código Técnico de la Edificación (CTE) y, según los espesores elegidos, se podrá calcular la resistencia térmica de cada material y la total de la envolvente.

Se analizará cada parte de la envolvente, haciendo un mayor hincapié en las paredes, ya que consta de mayor superficie que las demás.

• PAREDES

Las paredes de una vivienda están compuestas por varias capas, cada una de un espesor diferente y con propiedades diferentes, pero todas con la finalidad de sostener y aislar la vivienda.

A continuación, se detallará un listado de las capas y los materiales seleccionados para la construcción de las paredes, en orden, desde el exterior hacia el interior de la vivienda:

1.- Ladrillo macizo

Densidad	$\rho = 2140 \text{ Kg /m}^3$
Espesor	$e = 0,24 \text{ m}$
Resistencia térmica	$R = 0,17 \text{ m}^2\text{K/W}$

2.- Aislante de Poliestireno expandido (EPS)

Conductividad térmica	$\lambda = 0,029 \text{ W/m K}$
Espesor	$e = 0,3 \text{ m}$
Resistencia térmica	$R = 10,34 \text{ m}^2\text{K/W}$

3.- Cámara de aire sin ventilar

Espesor	$e = 0,04 \text{ m}$
Resistencia térmica	$R = 0,18 \text{ m}^2\text{K/W}$

4.- Tabicón de Ladrillo Hueco triple GF

Densidad	$\rho = 620 \text{ Kg /m}^3$
Espesor	$e = 0,01 \text{ m}$
Resistencia térmica	$R = 0,48 \text{ m}^2\text{K/W}$

5.- Capa de Yeso de baja dureza

Densidad	$\rho \leq 600 \text{ Kg /m}^3$
Conductividad térmica	$\lambda = 0,18 \text{ W/m K}$
Espesor	$e = 0,06 \text{ m}$
Resistencia térmica	$R = 0,33 \text{ m}^2\text{K/W}$

6.- Pintura térmica

Espesor	$e = 0,002 \text{ m}$
Resistencia térmica	$R = 0,036 \text{ m}^2\text{K/W}$

La resistencia térmica total de las paredes será la suma de las resistencias de cada capa y tendrá un valor de $R_{T \text{ PAREDES}} = 11,54 \text{ m}^2\text{K/W}$.

El espesor total de la pared, sumando los espesores de todas las capas, será de $e_T = 0,74 \text{ m}$. En la siguiente figura se muestra la sección de la pared tal y como será construida. Las diferentes capas que constituyen las paredes de la vivienda se reflejan en el orden en el que están mencionados anteriormente y de derecha a izquierda.

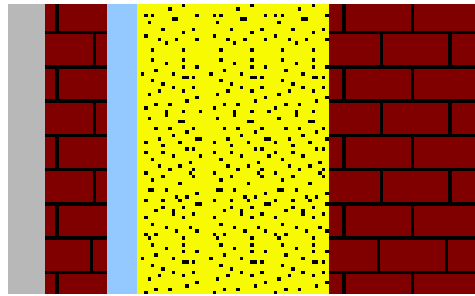


Figura 8: Capas que constituyen las paredes de la vivienda

En el Código Técnico de la Edificación, se especifica que la transmitancia térmica mínima que debe tener una vivienda es de $U = 0,66 \text{ W/m}^2\text{K}$, que corresponde con una resistencia térmica de $R = 1,52 \text{ m}^2\text{K/W}$. Al realizar la construcción de la vivienda de la manera propuesta, se puede ver que se ha incrementado bastante la resistencia térmica, con respecto a la mínima exigida.

• SUELO

Se tomará como suelo de la casa el de la planta baja, ya que el sótano no será de uso diario sino puntual, y no hará falta ni calentarlo en invierno ni enfriarlo en verano.

Se especifica en el CTE, que la transmitancia límite del suelo para la zona climática D3, que es donde se encuentra la vivienda, es de $U = 0,49 \text{ W/m}^2\text{K}$, la cual corresponde con una resistencia térmica de $R_{\text{SUELO}} = 2,04 \text{ m}^2\text{K/W}$.

• CUBIERTA

El dato de la cubierta se obtiene igualmente del CTE, yéndonos a la zona climática D3, donde se puede observar que la transmitancia térmica límite para la cubierta es de $U = 0,38 \text{ W/m}^2\text{K}$, a la que le corresponde una resistencia térmica de $R_{\text{CUBIERTA}} = 2,63 \text{ m}^2\text{K/W}$.

• VENTANAS

Todas las ventanas y cristalerías existentes en la vivienda estarán compuestas de ventanas dobles. Constarán de un vidrio normal más otro de baja emisividad, con un 20% de marco. El tipo de vidrio utilizado será vidrio aislante para ventanas exteriores, con lo que acudimos al Catálogo de elementos Constructivos del CTE y obtenemos una $U = 1,6 \text{ W/m}^2\text{K}$, a la que le corresponde una resistencia térmica $R_{\text{VENTANAS}} = 0,625 \text{ m}^2\text{K/W}$.

• PUERTAS

La vivienda consta de dos puertas: la situada en la entrada principal y la situada junto a la cocina que da acceso al jardín trasero. Ambas puertas están compuestas por madera frondosa muy ligera, con una densidad de entre $200 - 450 \text{ Kg/m}^3$, pero tendrán diferentes espesores por lo que hay que diferenciarlas ya que sus resistencias térmicas serán diferentes.

- Puerta principal

Conductividad térmica	$\lambda = 0,13 \text{ W/m K}$
Espesor	$e = 0,1 \text{ m}$
Resistencia térmica	$R_{\text{PUERTA PPAL}} = 0,77 \text{ m}^2\text{K/W}$

- Puerta trasera

Conductividad térmica	$\lambda = 0,13 \text{ W/m K}$
Espesor	$e = 0,05 \text{ m}$
Resistencia térmica	$R_{\text{PUERTA TRASERA}} = 0,38 \text{ m}^2\text{K/W}$

4.1.2. Pérdidas producidas en la envolvente térmica

Una vez conocidas las resistencias térmicas de todas las partes que componen la envolvente de la vivienda, se puede calcular las pérdidas que se producen a través de éstas y que hacen que haya que usar en mayor o menor cantidad la calefacción en invierno y el aire acondicionado en verano.

El calor intercambiado entre el exterior y el interior de la vivienda se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\frac{q}{A} = \frac{T_{int} - T_{ext}}{R_{TOTAL}}$$

Donde:

- q es el calor intercambiado por el interior y el exterior de la vivienda a través de su envolvente. [W]
- A es la superficie en la cual se está calculando el calor intercambiado. [m²]
- T_{int} es la temperatura interior de la vivienda. [°C]
- T_{ext} es la temperatura ambiente en el exterior de la vivienda. [°C]
- R_{TOTAL} es la resistividad térmica total de la envolvente. [m²K/W]

Las temperaturas de aceptabilidad térmica para personas que realizan actividades ligeras, como sucede en el interior de la vivienda, es de 22°C en el periodo de invierno y de 24,5°C en el periodo de verano. Estas temperaturas corresponderían a las mencionadas temperaturas interiores.

En cuanto a las temperaturas exteriores, para que el cálculo fuera el más exacto posible, se han obtenido de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), los valores de las temperaturas máximas, mínimas y medias para cada mes del año, desde el año 2004 hasta el 2014. Para eliminar las fluctuaciones aleatorias que se hayan podido suceder en las temperaturas, se realiza la media de todos los años de las temperaturas máxima, mínima y media obteniendo los siguientes resultados:

	Temp. Mínima (°C)	Temp. Media (°C)	Temp. Máxima (°C)
Enero	2,74	6,41	10,05
Febrero	2,99	7,34	11,65
Marzo	5,44	10,51	15,55
Abril	8,61	13,91	19,19
Mayo	11,91	17,53	23,10
Junio	16,57	22,75	28,90
Julio	19,27	26,05	32,76
Agosto	19,11	25,63	32,12
Septiembre	15,89	21,54	27,14
Octubre	11,54	15,98	20,36
Noviembre	6,25	9,85	13,39
Diciembre	3,06	6,59	10,09

Tabla 1: Media de las temperaturas mínimas, máximas y medias de 2004 – 2014

III. MEMORIA

Se considerará para el cálculo, que cada columna de temperaturas de la tabla se da durante 8 horas al día, es decir, en los días del mes de enero el termómetro marcaba 2,74°C durante 8 horas, 6,71°C durante otras 8 horas y 10,5°C durante las 8 horas restantes del día y así sucesivamente.

Los únicos valores que faltan por especificar, son las superficies de cada elemento de la envolvente térmica:

- Paredes	$S_{\text{PAREDES}} = 396,71 \text{ m}^2$
- Suelo	$S_{\text{SUELO}} = 162,78 \text{ m}^2$
- Cubierta	$S_{\text{CUBIETA}} = 147,88 \text{ m}^2$
- Ventanas	$S_{\text{VENTANAS}} = 33,62 \text{ m}^2$
- Puertas	$S_{\text{PUERTA PPAL}} = 4,02 \text{ m}^2$
	$S_{\text{PUERTA TRASERA}} = 3,22 \text{ m}^2$

El cálculo del calor intercambiado, se realizará atendiendo a la división de temperaturas que se distingue en la tabla anterior, y a las distintas partes que componen la envolvente térmica.

• PAREDES

	Q Paredes (Wh)			
	Temp. Mínima	Temp. Media	Temp. Máxima	TOTAL
Enero	5.299,58	4.289,19	3.288,79	12.877,56
Febrero	5.229,56	4.034,09	2.846,12	12.109,76
Marzo	4.556,79	3.161,24	1.775,70	9.493,73
Abril	4.371,72	2.913,65	1.460,57	8.745,94
Mayo	3.463,86	1.918,25	385,15	5.767,27
Junio	2.180,86	480,19	1.210,48	3.871,52
Julio	1.438,07	425,17	2.273,39	4.136,63
Agosto	1.483,08	310,12	2.095,82	3.889,03
Septiembre	2.368,43	815,32	725,29	3.909,04
Octubre	2.878,63	1.655,65	450,18	4.984,46
Noviembre	4.331,70	3.343,81	2.368,43	10.043,95
Diciembre	5.209,55	4.239,17	3.276,29	12.725,00
Q_{TOTAL} (KWh/ año)				92,55

Tabla 2: Calor intercambiado por las paredes de la vivienda

• SUELO

	Q Suelo (Wh)			
	Temp. Mínima	Temp. Media	Temp. Máxima	TOTAL
Enero	12.297,00	9.952,50	7.631,22	29.880,72
Febrero	12.134,51	9.360,58	6.604,05	28.099,14
Marzo	10.573,45	7.335,26	4.120,28	22.028,98
Abril	10.144,01	6.760,74	3.389,07	20.293,82
Mayo	8.037,44	4.451,06	893,69	13.382,20
Junio	5.060,40	1.114,22	2.808,75	8.983,37
Julio	3.336,84	986,55	5.275,12	9.598,51
Agosto	3.441,30	719,60	4.863,09	9.023,99
Septiembre	5.495,64	1.891,85	1.682,93	9.070,41
Octubre	6.679,49	3.841,72	1.044,58	11.565,79
Noviembre	10.051,16	7.758,89	5.495,64	23.305,69
Diciembre	12.088,08	9.836,44	7.602,20	29.526,73
Q_{TOTAL} (KWh/ año)				214,76

Tabla 3: Calor intercambiado por el suelo de la vivienda

• CUBIERTA

	Q Cubierta (Wh)			
	Temp. Mínima	Temp. Media	Temp. Máxima	TOTAL
Enero	8.665,27	7.013,18	5.377,45	21.055,90
Febrero	8.550,77	6.596,07	4.653,65	19.800,48
Marzo	7.450,74	5.168,90	2.903,42	15.523,06
Abril	7.148,13	4.764,06	2.388,16	14.300,35
Mayo	5.663,71	3.136,51	629,76	9.429,97
Junio	3.565,89	785,15	1.979,23	6.330,27
Julio	2.351,36	695,18	3.717,19	6.763,73
Agosto	2.424,97	507,08	3.426,85	6.358,89
Septiembre	3.872,59	1.333,12	1.185,90	6.391,61
Octubre	4.706,81	2.707,13	736,08	8.150,01
Noviembre	7.082,70	5.467,42	3.872,59	16.422,71
Diciembre	8.518,05	6.931,40	5.357,01	20.806,46
Q_{TOTAL} (KWh/ año)				151,33

Tabla 4: Calor intercambiado por la cubierta de la vivienda

• VENTANAS

	Q Ventanas (Wh)			
	Temp. Mínima	Temp. Media	Temp. Máxima	TOTAL
Enero	8.288,73	6.708,43	5.143,78	20.140,94
Febrero	8.179,20	6.309,45	4.451,43	18.940,07
Marzo	7.126,97	4.944,29	2.777,25	14.848,52
Abril	6.837,51	4.557,04	2.284,39	13.678,94
Mayo	5.417,60	3.000,21	602,39	9.020,20
Junio	3.410,93	751,03	1.893,22	6.055,19
Julio	2.249,18	664,98	3.555,66	6.469,82
Agosto	2.319,59	485,04	3.277,94	6.082,57
Septiembre	3.704,31	1.275,19	1.134,37	6.113,86
Octubre	4.502,28	2.589,49	704,09	7.795,86
Noviembre	6.774,93	5.229,84	3.704,31	15.709,07
Diciembre	8.147,91	6.630,20	5.124,22	19.902,33
Q_{TOTAL} (KWh/ año)				144,76

Tabla 5: Calor intercambiado por las ventanas de la vivienda

• PUERTAS

	Q Puerta Principal (Wh)			
	Temp. Mínima	Temp. Media	Temp. Máxima	TOTAL
Enero	804,27	650,93	499,11	1.954,31
Febrero	793,64	612,22	431,93	1.837,79
Marzo	691,54	479,75	269,48	1.440,78
Abril	663,46	442,18	221,66	1.327,29
Mayo	525,68	291,12	58,45	875,25
Junio	330,97	72,87	183,70	587,55
Julio	218,24	64,52	345,01	627,78
Agosto	225,07	47,06	318,06	590,20
Septiembre	359,44	123,73	110,07	593,24
Octubre	436,86	251,26	68,32	756,45
Noviembre	657,38	507,46	359,44	1.524,28
Diciembre	790,61	643,34	497,21	1.931,16
Q_{TOTAL} (KWh/ año)				14,05

Tabla 6: Calor intercambiado por la puerta principal de la vivienda

	Q Puerta Trasera (Wh)			
	Temp. Mínima	Temp. Media	Temp. Máxima	TOTAL
Enero	1.305,87	1.056,90	810,39	3.173,16
Febrero	1.288,62	994,04	701,31	2.983,97
Marzo	1.122,84	778,96	437,55	2.339,35
Abril	1.077,24	717,95	359,90	2.155,09
Mayo	853,53	472,68	94,91	1.421,11
Junio	537,39	118,32	298,27	953,98
Julio	354,35	104,77	560,19	1.019,31
Agosto	365,45	76,42	516,43	958,30
Septiembre	583,61	200,90	178,72	963,23
Octubre	709,32	407,97	110,93	1.228,22
Noviembre	1.067,38	823,95	583,61	2.474,93
Diciembre	1.283,69	1.044,57	807,31	3.135,57
Q_{TOTAL} (KWh/ año)				22,81

Tabla 7: Calor intercambiado por la puerta trasera de la vivienda

Por último, se sumarán todos los valores totales calculados, para obtener como resultado final, el gasto producido en calefacción y aire acondicionado debido a la envolvente diseñada para esta vivienda:

$$Q_{TOTAL \text{ aislamiento}} = 640,26 \text{ KWh/año}$$

Si la envolvente térmica constara del aislamiento mínimo exigido por el CTE, las pérdidas por transmisión de calor ascenderían a $Q_{TOTAL \text{ aislamiento}} = 1369 \text{ kWh/año}$, lo que implicaría un incremento en aire acondicionado y calefacción de alrededor del 50%.

4.2. Gasto energético por Agua Caliente Sanitaria (ACS).

La casa está diseñada para que el calentamiento del ACS se realice mediante un calentador eléctrico. La energía que consumirá éste calentador eléctrico puede calcularse mediante la siguiente expresión obtenida del CTE:

$$Q = \sum_{1}^{12} \frac{D_{60^{\circ}C} \cdot C \cdot (60 - T_r)}{1000} \cdot n^{\circ} \text{ días}$$

Donde:

- Q Es la demanda energética por ACS. [kWh/año]
- $D_{60^{\circ}C}$ Es la demanda diaria de ACS total de todas las personas que habitan la vivienda. [l/día]
- C Es el calor específico del agua, el cual tiene un valor de 1,16 Wh/kg°C.
- T_r Es la temperatura del agua de la red del municipio. [°C]

La vivienda va a estar habitada por cuatro miembros de una familia. Según el CTE, a 60°C, el consumo de ACS por persona es de 30 litros diarios por lo que el consumo total de la vivienda diariamente será de $D_{60^{\circ}\text{C}} = 120$ litros/día.

De este modo, y teniendo en cuenta las distintas temperaturas del agua de la red en Ciempozuelos a lo largo de los meses del año, se puede calcular la demanda total anual de ACS:

	Nº días	Tr (°C)	Q (KWh/mes)
Enero	31	9	220,08
Febrero	28	9	198,78
Marzo	31	11	211,44
Abril	30	13	196,27
Mayo	31	15	194,18
Junio	30	17	179,57
Julio	31	19	176,92
Agosto	31	19	176,92
Septiembre	30	17	179,57
Octubre	31	15	194,18
Noviembre	30	13	196,27
Diciembre	31	11	211,4448

Tabla 8: Consumo de ACS mes a mes

Al sumar todos los meses, se obtiene que el gasto total por ACS en la vivienda será de:

$$Q_{TOTAL ACS} = 2335,64 \text{ KWh/año}$$

4.3. Gasto energético por iluminación y electrodomésticos

Al estar creando una vivienda lo más energéticamente eficiente posible, los electrodomésticos se comprarán con la calificación de eficiencia energética más alta disponible en el mercado existente, es decir, A+, A++ o A+++.

Lo mismo sucederá para la iluminación. Las bombillas serán lo más eficientes posibles.

Se ha realizado una estimación del consumo de la vivienda, suponiendo que se mantiene constante durante todo el año ya que la ocupación en ésta será permanente.

	Cantidad (unidades)	Potencia (W)	Tiempo (horas/día)	Consumo unitario (kWh/año)	Total (kWh/año)
Frigorífico	2	18	24	157	314
Lavadora	1	1500	0,25	137	137
Lavavajillas	1	670	0,5	123	123
Horno	1	3200	0,25	584	584
Microondas	1	800	0,5	146	146
TV	3	54	4	78	234
Ordenador	4	65	10	237,25	949
Placas Inducción	1	1500	2,5	1368,75	1368,75
Secadora	1	270	0,25	24,64	24,64
Iluminación sótano	16	10	0,5	1,82	29,12
Iluminación P. baja	23	10	2,5	9,12	209,76
Iluminación P. primera	25	10	1	3,65	91,25
Iluminación Patio	21	4	0,5	0,73	15,33

Tabla 9: Consumos estimados de iluminación y electrodomésticos anuales

La suma de los gastos de todos los elementos de la tabla hace un total de:

$$Q_{TOTAL\ ilum+elect} = 4225,85\ kWh/año$$

4.4. Gasto energético global de la vivienda

Una vez calculados individualmente los gastos energéticos producidos en la vivienda, el último paso es obtener el total, dando como resultado $Q = 7201,75\ kWh/año$. Para tener en cuenta el uso de electrodomésticos puntuales y pérdidas varias que puedan llegar a producirse, a éste gasto total se le sumará el 5% de su valor, haciendo que el gasto global de la vivienda sea de:

$$Q_{GLOBAL\ vivienda} = 7561,83\ kWh/año$$

Ésta es la demanda energética que debe ser cubierta mediante la energía eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos y, a partir de la cual, se dimensionará toda la instalación.

5. Componentes de la instalación fotovoltaica

En éste apartado se expondrán las características de cada elemento de la instalación y los cálculos técnicos que dan lugar a la elección de los mismos.

5.1. Paneles solares fotovoltaicos

La elección de las placas fotovoltaicas se ha realizado atendiendo a los siguientes criterios:

- La azotea de la vivienda dispone de una superficie máxima de 147,88 m². Sabiendo que la vivienda está orientada al sur, se podrá disponer del 100% de la superficie para la instalación de los paneles fotovoltaicos.
- El presupuesto total tendrá que adecuarse al precio que el cliente está dispuesto a pagar.

Una vez analizados estos criterios, se escogerá un panel monocristalino ya que, como se ha explicado anteriormente en la introducción, aunque tengan un mayor coste, poseen un mayor rendimiento que los paneles policristalinos. El panel a instalar será el modelo **A – 250M GSE de ATERSA**. Estos paneles, además, poseen un peso adecuado para que la manipulación e instalación no sean muy costosas y forzadas, y que la azotea no tenga que ser dimensionada para soportar grandes esfuerzos.

Las características técnicas de este panel son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Potencia Máxima (P_{max})	250 W
Tensión Máxima Potencia (V_{mp})	31,31 V
Corriente Máxima Potencia (I_{mp})	7,99 A
Tensión de Circuito Abierto (V_{oc})	38,03 V
Corriente en Cortocircuito (I_{sc})	8,52 A
Eficiencia del Módulo (%)	15,34
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5
Máxima serie de Fusibles (A)	15
Máxima Tensión del Sistema	DC 1000 V (IEC) / DC 600 V (UL)
Temperatura De Funcionamiento Normal (°C)	46 ± 2

ESPECIFICACIONES MECÁNICAS	
Dimensiones (± 2,0 mm)	1638 x 995 x 40 mm
Peso	18,7 Kg
Máxima carga estática frontal (viento y nieve)	5400 Pa
Máxima carga estática posterior (viento)	2400 Pa

Tabla 10: Parámetros fundamentales del módulo fotovoltaico modelo A – 250M GSE

En el ANEXO II se adjuntarán la ficha completa de las características de éste módulo.

5.1.1. Orientación de los paneles

Para que los paneles solares puedan captar la mayor cantidad de radiación posible procedente del sol y hacer que la instalación funcione a plena carga, será necesario que los paneles tengan la mejor orientación posible.

Se hace necesario definir el ángulo azimut (α) para determinar la orientación de los paneles. Es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.

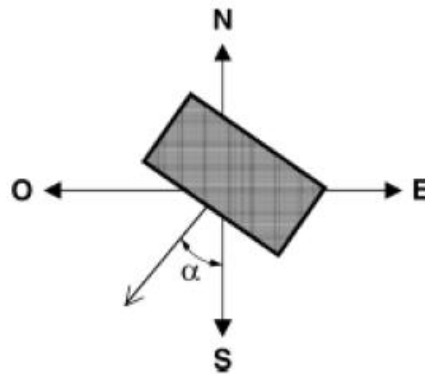


Figura 9: Representación del ángulo azimut

En países del hemisferio norte con módulos orientados al sur, el valor más adecuado del ángulo azimut es $\alpha = 0$, con módulos orientados al este es $\alpha = -90^\circ$ y con módulos orientados al oeste $\alpha = 90^\circ$.

Existen situaciones en las que la orientación de los paneles viene impuesta por la de los tejados donde se quieren instalar. En este caso, la vivienda se ha diseñado para que la instalación pueda poseer las mejores condiciones de funcionamiento, por lo que los paneles estarán orientados al sur y su ángulo azimut será $\alpha = 0$.

5.1.2. Inclinación de los paneles

Otro factor a tener en cuenta para captar la máxima radiación posible y tener el menor número de pérdidas es la inclinación de los paneles. Ésta inclinación viene definida por el ángulo β y es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal.

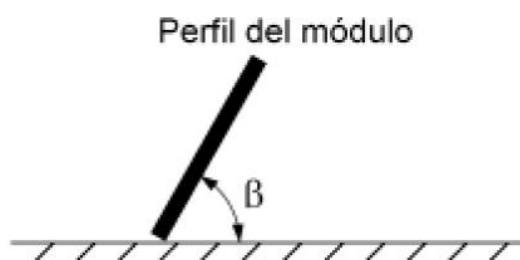


Figura 10: Representación del ángulo de inclinación

Su valor varía entre 0° para los módulos horizontales y 90° para los verticales.

Para el cálculo de la inclinación, se utilizará el método del “mes peor”. Éste método tiene en cuenta el mes en el que se recibe menor radiación solar y la latitud donde se encuentra la instalación. Según este método, y dependiendo del periodo del año en el que se va a hacer uso de la instalación, la inclinación óptima (β_{opt}) viene dada por la siguiente tabla:

Periodo de Diseño	β_{opt}
Diciembre	$\varnothing + 10$
Julio	$\varnothing - 20$
Anual	$\varnothing - 10$

Tabla 11: Inclinación óptima de los paneles según la latitud

Donde \varnothing es la latitud del lugar en grados.

En la presente instalación se toma como periodo de diseño el anual, ya que el uso de la vivienda es constante y se demandará energía durante todo el año. Podría tomarse como periodos de diseño Diciembre y Julio para que la inclinación fuera la óptima tanto en el periodo de verano como en el de invierno pero, al tratarse de una vivienda unifamiliar para consumo propio, es preferible no correr el riesgo de manipular los paneles cada periodo en el que se deba cambiar la inclinación, ya que, además, las pérdidas por considerarlo anual en vez de por periodos no son elevadas.

Sabiendo que la latitud del emplazamiento de la vivienda es de $\varnothing = 40,151^\circ$, la inclinación óptima será la siguiente:

$$\beta_{opt} = 40,151 - 10 = 30,151^\circ$$

Realizando una comprobación mediante el programa PVsyst V6.0.7, en el que se introducirán las coordenadas del sitio y el periodo de diseño, para el ángulo óptimo calculado, se obtienen unas pérdidas del 0,4% por lo que se procederá a cambiar el ángulo de inclinación para que las pérdidas sean del 0%, obteniendo un rango de ángulos de entre 33° y 37° .

Para que además posea la mayor radiación posible se ha escogido un ángulo óptimo $\beta_{opt} = 35^\circ$.

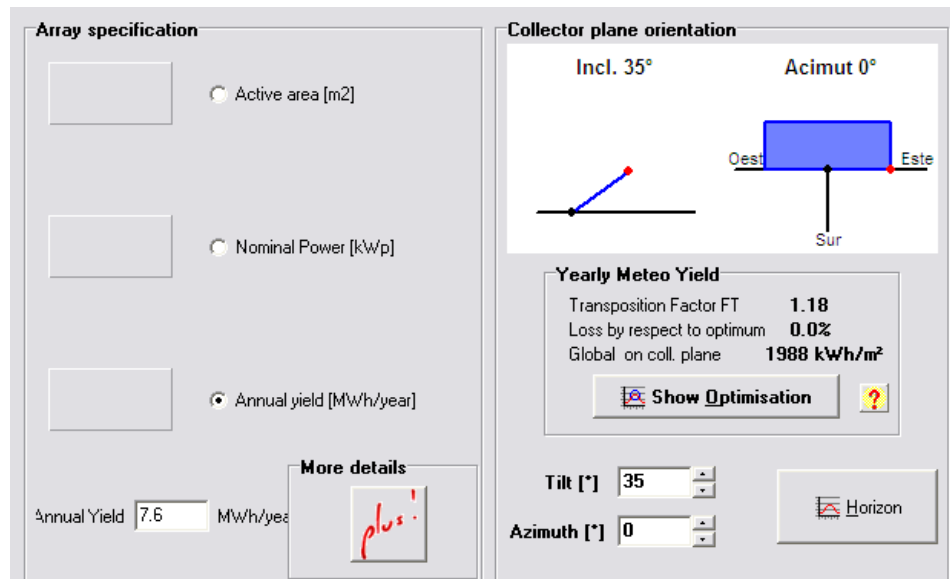


Figura 11: Valores obtenidos del programa PVsyst V6.0.7

Se puede observar que el ángulo obtenido mediante el método del “mes peor” es muy parecido al obtenido mediante el programa PVsyst V6.0.7, siendo las pérdidas del ángulo obtenido mediante el método del “mes peor” mínimas.

5.1.3. Dimensionado de los paneles

Se empezará calculando el número total de paneles necesarios para cubrir la demanda de la vivienda. Para ello se usará la siguiente expresión:

$$N_{TOTAL} = \frac{E_T}{P_P \cdot G_{m\beta} \cdot P_G}$$

Siendo:

- E_T Energía real requerida (Wh)
- P_P Potencia Pico del módulo (W/m^2)
- $G_{m\beta}$ Radiación Global sobre una superficie inclinada un ángulo β (kWh/m^2)
- P_G Factor Global de Pérdidas (suele variar entre 0,65 y 0,9)

Se considerará un factor de pérdidas de 0,75 y, mediante el programa PVsyst V6.0.7, se obtendrá el dato de la radiación solar sobre una superficie inclinada 35°, que es el caso de los paneles del proyecto, de tal manera que el número total de placas fotovoltaicas a instalar es:

$$N_{TOTAL}^o = \frac{7561,83}{250 \cdot 1988 \cdot 0,75} = 21 \text{ paneles}$$

El número de paneles en serie se calcula de la siguiente manera:

$$N_s = \frac{U_N}{U_{mp}}$$

Donde:

- N_s es el número de paneles en serie de un ramal.
- U_N es la tensión nominal de red que corresponderá a 230 V.
- U_{mp} es la tensión de máxima potencia de un panel.

Al realizar la división, el número obtenido es de $N_s = 7$ paneles en serie.

En cuanto al cálculo del número de ramales en paralelo que habrá que instalar, será la relación del número de paneles totales obtenidos entre los paneles en serie:

$$N_p = \frac{N_T}{N_s}$$

Redondeando el resultado al alza, se obtiene que el número de ramales en paralelo ha de ser de $N_p = 3$ ramales.

Si se realizara la distribución geométrica de ésta manera, se llegaría a la conclusión de que, al realizar la búsqueda del inversor apropiado, no existen en el mercado inversores trifásicos con un rango de tensiones MPP tan bajos como el que requeriría ésta distribución (del orden de 150 V). Con el fin de aumentar la tensión de generación, el número total de paneles y su disposición será la siguiente:

$$\begin{aligned} N_p &= 22 \text{ paneles} \\ N_s &= 11 \text{ paneles} \\ N_p &= 2 \text{ ramales} \end{aligned}$$

5.1.4. Distancia mínima entre paneles

Se calculará en este apartado, la distancia mínima que se debe dejar entre un módulo y otro, para que no se produzcan sombras entre ellos. Los parámetros que deben conocerse para la realización de este cálculo son los siguientes:

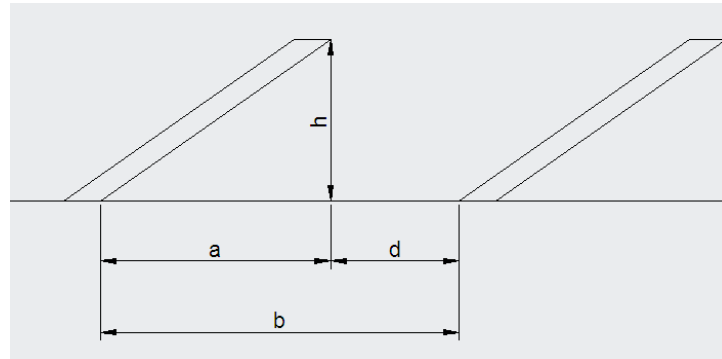


Figura 12: Parámetros entre paneles

Se sabe, según el Pliego de Condiciones de IDAE, que la distancia mínima que se debe dejar entre paneles con una altura h , viene dada por la siguiente expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

Los paneles se colocarán de forma horizontal, para asegurar una mayor sujeción de estos y que las estructuras que los sostienen no sufran tantos esfuerzos. Sabiendo, que la longitud de los paneles es de 0,995 m y que están inclinados un ángulo de 35° , se pueden calcular todos los parámetros necesarios.

La altura de los paneles “ h ” y la proyección de la longitud de estos sobre el suelo “ a ”, tendrán los siguientes valores:

$$h = 0,995 \cdot \sin(35^\circ) = 0,57 \text{ m}$$

$$a = 0,995 \cdot \cos(35^\circ) = 0,82 \text{ m}$$

Una vez conocidas la altura “ h ” y la latitud a la que se encuentran los paneles, se puede calcular la distancia “ d ”:

$$d = \frac{0,571}{\tan(61 - 40,151)} = 1,5 \text{ m}$$

En total, la distancia mínima que se deberá dejar entre las estructuras de los paneles será igual a la suma de los dos parámetros “ a ” más “ d ” obteniendo un valor total de **2,32 m**.

5.1.5. Cálculo de sombras

Se producirán sombras sobre los paneles fotovoltaicos cuando un objeto esté en el recorrido del sol con respecto a un punto de captación. Además de calcular la distancia mínima entre paneles, se verificará si, en el alba o en el ocaso, se producen sombras entre los paneles.

El método empleado para el cálculo de sombras es el propuesto por el Pliego de Condiciones del IDAE. Se calculará primero el perfil de obstáculos que puedan afectar a los paneles, en sus coordenadas de posición de azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal).

Debido a que la vivienda se construirá en una zona donde no existen edificios con más altura que la azotea en la que están colocados los paneles, ni presencia de árboles cercanos ni objetos que puedan hacer sombra sobre estos, es el panel delantero el que puede hacer sombra sobre el panel colocado detrás de éste.

Se calcularán tres puntos representativos del panel delantero con respecto al trasero, para poder representarlos en el diagrama de trayectorias del sol.

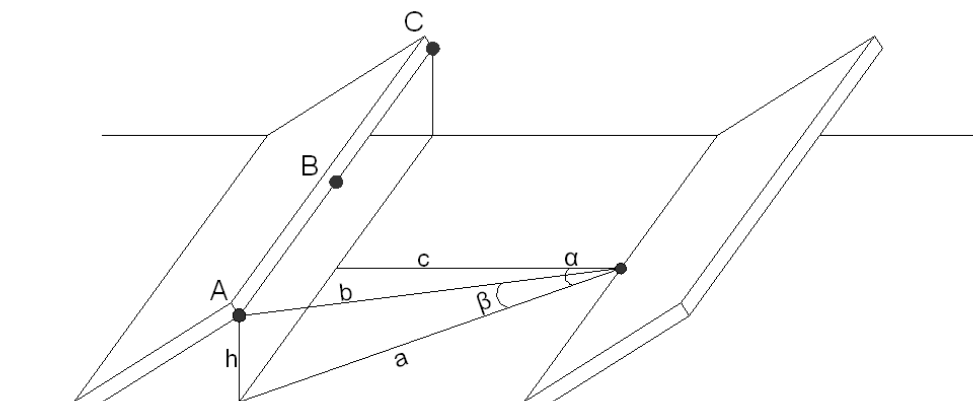


Figura 13: Puntos representativos del panel

Como se ha visto anteriormente, la altura de los paneles h , con la inclinación de 35° , tiene un valor de 0,57 m y la distancia “c” entre los paneles, es de 1,5 m y permanece constante. Se sabe, además, que la longitud de los paneles es de 1,638 m.

Punto A (α_1, β_1)

Mediante el Teorema de Pitágoras, se puede calcular fácilmente la distancia “a” obteniendo un valor de $a = 1,71$ m. Una vez conocida la distancia “a” y usando también el Teorema de Pitágoras, se obtiene de igual manera la distancia “b”, con un valor de $b = 1,81$ m.

Una vez conocidas las distancias “a”, “b” y “c”, el cálculo de las coordenadas azimut se realizará utilizando trigonometría:

$$\cos(\alpha_1) = \frac{c}{a} \quad \rightarrow \quad \alpha_1 = 28,69^\circ$$

$$\cos(\beta_1) = \frac{a}{b} \quad \rightarrow \quad \beta_1 = 19,13^\circ$$

Por lo tanto, éste punto tendrá unas coordenadas $(\alpha_1, \beta_1) = (28,69; 19,13)$.

Punto B (α_2, β_2)

En éste caso, la distancia “a” coincide con la distancia “c”, teniendo un valor ambas de 1,5 m. Utilizando el Teorema de Pitágoras obtenemos, para éste caso, que la distancia “b” es de 1,6 m, por lo que:

$$\cos(\alpha_2) = \frac{c}{a} \quad \rightarrow \quad \alpha_2 = 0^\circ$$

$$\cos(\beta_2) = \frac{a}{b} \quad \rightarrow \quad \beta_2 = 20,84^\circ$$

El punto dos tiene unas coordenadas $(\alpha_2, \beta_2) = (0; 20,84)$.

Punto C (α_3, β_3)

Se toman como ángulos positivos, los que van en sentido contrario a las agujas del reloj. Éste punto tendrá el mismo valor que el punto uno, con el ángulo azimut en sentido inverso.

De manera que el punto tres tiene unas coordenadas $(\alpha_3, \beta_3) = (-28,69; 19,13)$.

Una vez obtenidos los puntos representativos del panel delantero respecto al trasero, se representa el perfil de obstáculos sobre el diagrama de trayectoria del sol.

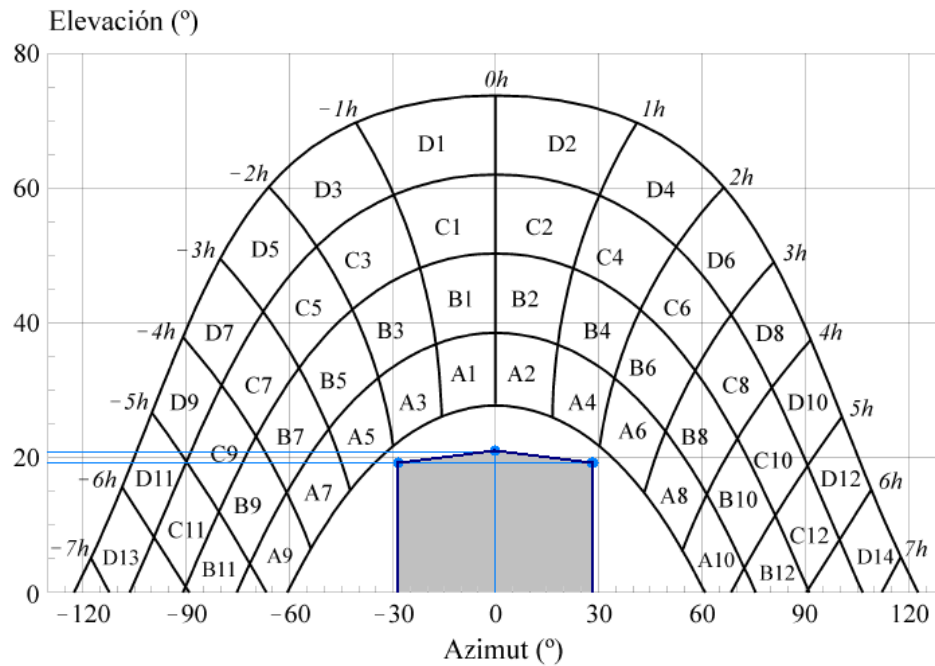


Figura 14: Representación del perfil de obstáculos

Como puede observarse en la Figura 14, el perfil de obstáculos no corta la trayectoria del sol, por lo que las sombras producidas sobre los paneles son nulas.

5.2. Estructura soporte

La estructura metálica encargada de la sujeción de los paneles será provista por la empresa ATERSA, la encargada también de proveer los módulos fotovoltaicos. Se comprarán 22 unidades, tantas como paneles contiene la instalación.

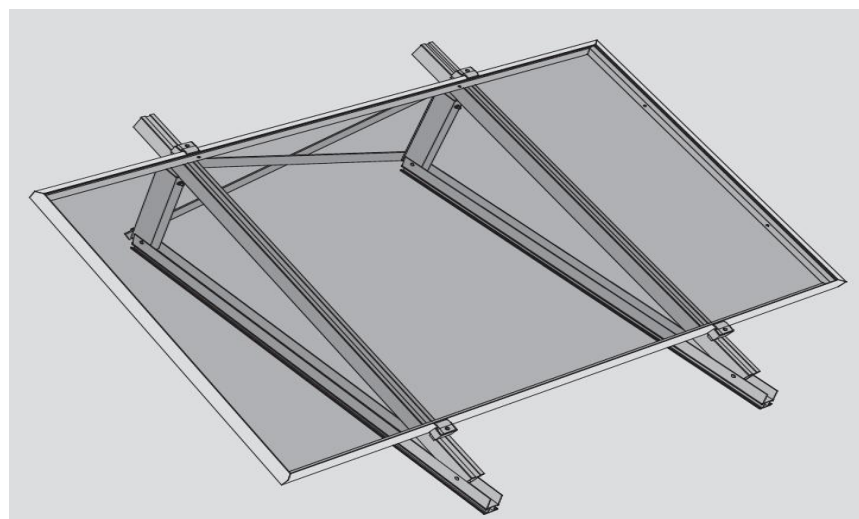


Figura 15: Estructura soporte

Estará protegida contra agentes ambientales por medio de un galvanizado en caliente, cumpliendo las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684. Los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461. El galvanizado se deberá aplicar después de realizarle a la estructura todos los taladros necesarios.

La tornillería será realizada en acero inoxidable cumpliendo la norma MV-106. Al estar la estructura galvanizada, se admiten también tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que debe realizarse siempre con tornillos de acero inoxidable.

Se tendrá previstas las posibles dilataciones térmicas de la estructura, para evitar que se transmitan cargas a los módulos. Los puntos de sujeción de los módulos serán los suficientes para que no se produzcan flexiones superiores a las indicadas en la ficha técnica de los paneles.

Las estructuras serán instaladas respetando las distancias mínimas calculadas en el punto 5.1.4, para no producir sombras de un panel sobre otro. Por otro lado, los topes de sujeción y la estructura deben instalarse de tal manera que tampoco arrojen sombra sobre ningún panel.

La estructura deberá ser la adecuada para poder ajustar la inclinación calculada anteriormente, y soportar el peso de los paneles seleccionados, buscando siempre la facilidad de montaje y desmontaje y de posibles sustituciones futuras. Además de esto, deberá estar diseñada para aguantar las posibles sobrecargas producidas por viento y nieve.

Todas estas especificaciones aparecen detalladas en el Pliego de Condiciones del proyecto.

5.2.1. Cálculo de las sobrecargas

Al estar la vivienda situada en el municipio de Ciempozuelos, se descartan las sobrecargas producidas por nieve, ya que las probabilidades de que nieve en abundancia son ínfimas. Se estudiarán, por tanto, las sobrecargas producidas por el viento.

En dicha zona, los vientos máximos que se han registrado son de 120 km/h, que corresponden a una fuerza de 735 N/m².

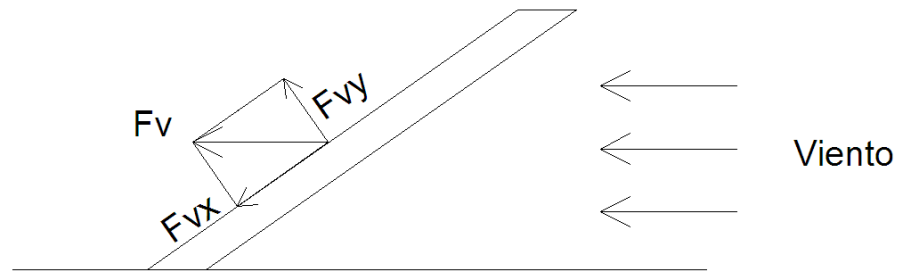


Figura 16: Sobrecarga producida por el viento

La superficie que se opone al paso del viento vendrá dada por la altura de los paneles y el ángulo de inclinación en que se encuentren. Cuanta más altura tengan los paneles y más inclinados se encuentren, la fuerza del viento a la que estarán sometidos será mayor.

En este caso, la superficie obstáculo que se debe considerar es de $S = 1,638 \cdot 0,995 \cdot \text{sen}(35^\circ) = 0,935 \text{ m}^2$. De este modo la fuerza del viento tendrá un valor de:

$$F_v = 0,935 \cdot 735 = 687,23 \text{ N}$$

Ésta fuerza, al impactar sobre la superficie del panel se separa en sus dos componentes según los ejes mostrados en la figura: componente F_{x_v} y componente F_{y_v} . El componente F_{x_v} no se tiene en cuenta a la hora de diseñar la estructura ya que es una fuerza que deberá soportar enteramente las vigas que componen la azotea. En cuanto al componente F_{y_v} su valor será el siguiente:

$$F_{y_v} = 687,23 \cdot \text{sen}(35^\circ) = 394,18 \text{ N}$$

Por tanto, la estructura metálica encargada de sujetar los paneles debe estar diseñada para soportar una sobrecarga máxima de 394,18 N infligida por el viento.

5.2.2. Cálculo de la carga soportada

La estructura metálica estará sometida a la fuerza constante creada por el peso de los paneles solares. Esta fuerza será perpendicular al eje horizontal.

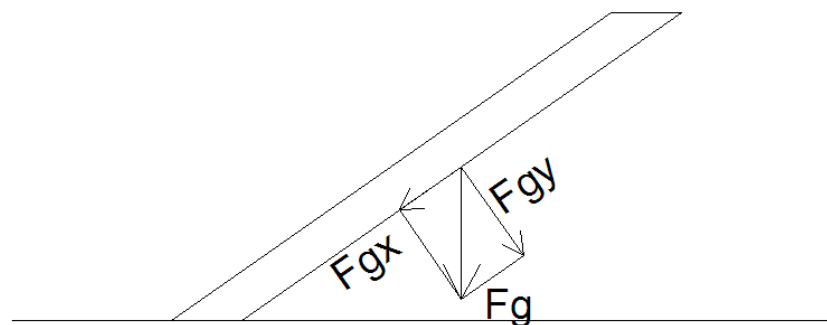


Figura 17: Peso de los paneles sobre la estructura

De igual manera que en el caso anterior, esta fuerza se descompone en sus dos componentes: componente F_{x_p} y componente F_{y_p} . La componente F_{x_p} la soportará enteramente las vigas que componen la cubierta de la azotea de igual forma que sucede con la componente F_{x_v} de la fuerza del viento. Sabiendo que el peso de un módulo fotovoltaico es de 18,7 Kg y que la fuerza de la gravedad es de 9,8 m/s, la componente F_{y_p} tendrá un valor de:

$$F_{y_p} = 18,7 \cdot 9,8 \cdot \text{sen}(35^\circ) = 105,12 \text{ N}$$

Por tanto, la estructura deberá estar diseñada para soportar una fuerza constante de 105,12 N.

5.3. Inversor

Una de las decisiones más importantes que se deben tomar en este tipo de instalaciones es la correcta elección del inversor. Las características que deba tener dependen únicamente de los paneles solares fotovoltaicos seleccionados. De ésta manera, aparte de tener que cumplir lo exigido por el Pliego de Condiciones, se deberá verificar las corrientes y tensiones existentes a la salida de los paneles, tanto en condiciones normales de funcionamiento, como en condiciones distintas a las establecidas como estándar de medida, para compararlas con los posibles inversores a escoger.

5.3.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura

Se determinará, en primer lugar, la temperatura que es capaz de alcanzar la célula a una cierta temperatura ambiente. Vistas anteriormente las temperaturas máximas y mínimas en Ciempozuelos, se ha escogido un intervalo de temperaturas de entre -5°C para el periodo de invierno y 40°C para el de verano por si en algún momento se dieran condiciones más extremas de las habituales. La expresión para calcular dicha temperatura es la siguiente:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot I$$

Donde:

T_p	Es la temperatura de funcionamiento de las células a una cierta temperatura ambiente.
T_a	Es la temperatura ambiente de donde se encuentra la instalación.
T_{onc}	Es la temperatura nominal a la que opera la célula, calculada a partir de someter al módulo a una irradiancia de 800 W/m ² , distribución espectral AM 1,5 G, temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1 m ² /s. ($T_{ONC} = 46^\circ\text{C}$)
I	Es la irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre; en verano $I = 1000 \text{ W/m}^2$ y en invierno $I = 100 \text{ W/m}^2$.

Por lo que, conocidos todos los parámetros de la expresión, se obtienen unas temperaturas de funcionamiento de las células, en los diferentes periodos, de:

$$T_{p\text{ VERANO}} = 40 + \left(\frac{46 - 20}{800} \right) \cdot 1000 = 72,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{p\text{ INVIERNO}} = -5 + \left(\frac{46 - 20}{800} \right) \cdot 100 = -1,75 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Una vez calculadas las temperaturas de funcionamiento de las células, en las condiciones más extremas posibles, se procede al cálculo de la tensión a circuito abierto y la intensidad de cortocircuito producidas por los paneles en dichas condiciones ambientales.

Para cierta temperatura de funcionamiento de las células de los paneles $X^{\circ}\text{C}$, la tensión a circuito abierto y la corriente de cortocircuito producidas, serán directamente proporcionales a la suma de la tensión a circuito abierto o corriente de cortocircuito respectivamente, más el incremento de temperatura con respecto a los 25°C de funcionamiento, por un coeficiente de temperatura que será diferente para ambos casos y será proporcionado por el fabricante de los módulos. De tal manera que las expresiones a seguir son:

$$V_{OC(X^{\circ}\text{C})} = V_{OC(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T \cdot \Delta V(T)$$

$$V_{mp(X^{\circ}\text{C})} = V_{mp(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T \cdot \Delta V(T)$$

Donde:

- $V_{OC(X^{\circ}\text{C})}$ Es la tensión a circuito abierto del panel a una temperatura X de la célula.
- $V_{mp(X^{\circ}\text{C})}$ Es la tensión de máxima potencia del panel a una temperatura X de la célula.
- $V_{OC(25^{\circ}\text{C})}$ Es la tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de 25°C . (Condiciones estándar de medida)
- $V_{mp(25^{\circ}\text{C})}$ Es la tensión de máxima potencia del panel a una temperatura de 25°C .
- ΔT Es el incremento de la temperatura de trabajo con respecto a las condiciones estándar de medida 25°C .
- $\Delta V(T)$ Es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel. Aparece en la ficha técnica del panel seleccionado. Tiene un valor de $-0,32 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ que equivale a $-0,1217 \text{ V}/^{\circ}\text{C}$.

$$I_{SC}(X^{\circ}C) = I_{SC}(25^{\circ}C) + \Delta T \cdot \Delta I_{SC}(T)$$

Donde:

- $I_{SC}(X^{\circ}C)$ Es la corriente de cortocircuito del panel a una temperatura X de la célula.
- $I_{SC}(25^{\circ}C)$ Es la corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de 25°C. (Condiciones estándar de medida)
- ΔT Es el incremento de la temperatura de trabajo con respecto a las condiciones estándar de medida 25°C.
- $\Delta I_{SC}(T)$ Es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel. Aparece en la ficha técnica del panel seleccionado. Tiene un valor de 0,09 %/°C que equivale a 0,007668 A/°C.

Los resultados obtenidos, para los diferentes periodos, de tensión a circuito abierto para las temperaturas de funcionamiento de las células anteriormente calculadas, se recogen en la siguiente tabla:

	TENSIÓN CIRCUITO ABIERTO	
	Periodo Verano	Periodo Invierno
Condiciones estándar (°C)	25	25
Condiciones extremas (°C)	72,5	-1,75
ΔT (°C)	47,5	-26,75
$V_{OC}(25^{\circ}C)$ (V)	38,03	38,03
$V_{mp}(25^{\circ}C)$ (V)	31,31	31,31
$\Delta V(T)$ (V/°C)	-0,1217	-0,1217
$V_{OC}(X^{\circ}C)$ (V)	32,24	41,28
$V_{mp}(X^{\circ}C)$ (V)	25,53	34,56

Tabla 12: Valores de la tensión a circuito abierto

Para calcular la tensión máxima se deberán multiplicar cada valor obtenido por el número de paneles en serie que tiene cada ramal de la instalación. Al tener 11 paneles en serie, las tensiones máximas producidas por los paneles serán:

$$V_{OC(72,5^{\circ}C)TOTAL} = V_{OC(72,5^{\circ}C)} \cdot N_s = 354,64 \text{ V}$$

$$V_{OC(-1,75^{\circ}C)TOTAL} = V_{OC(-1,75^{\circ}C)} \cdot N_s = 454,08 \text{ V}$$

$$V_{mp(72,5^{\circ}C)TOTAL} = V_{mp(72,5^{\circ}C)} \cdot N_s = 280,83 \text{ V}$$

$$V_{mp(-1,75^{\circ}C)TOTAL} = V_{mp(-1,75^{\circ}C)} \cdot N_s = 380,16 \text{ V}$$

En cuanto a la corriente de cortocircuito, los resultados obtenidos son:

	CORRIENTE CORTOCIRCUITO	
	Periodo Verano	Periodo Invierno
Condiciones estándar (°C)	25	25
Condiciones extremas (°C)	72,5	-1,75
ΔT (°C)	47,5	-26,75
$I_{SC(25^{\circ}C)}$ (A)	8,52	8,52
$\Delta I_{SC}(T)$ (A/°C)	0,007668	0,007668
$I_{SC(X^{\circ}C)}$ (A)	8,88	8,31

Tabla 13: Valores de la corriente de cortocircuito

De igual manera, para obtener la corriente de cortocircuito total producida por los paneles habrá que multiplicar las corrientes calculadas por el número de ramales que tiene la instalación. Al tener 2 ramales en paralelo, las corrientes totales de cortocircuito serán:

$$I_{SC(72,5^{\circ}C)TOTAL} = I_{SC(72,5^{\circ}C)} \cdot N_p = 17,76 A$$

$$I_{SC(-1,75^{\circ}C)TOTAL} = I_{SC(-1,75^{\circ}C)} \cdot N_p = 16,62 A$$

5.3.2. Tensión y corriente en el punto de máxima potencia

Conocida la disposición de los paneles en la instalación, se debe calcular la tensión y la corriente en el punto de máxima potencia ya que el inversor estará dotado de un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia. Debido a esto, los valores de tensión y corriente en el punto de máxima potencia deben ser compatibles con las características del inversor a seleccionar.

La tensión total en el punto de máxima potencia corresponderá al producto de la tensión de máxima potencia de un panel, por el número de paneles en serie que hay en cada ramal. Mirando las características del panel, se puede ver que $V_{mp} = 31,31 V$ y que se tienen 11 paneles en serie, por lo tanto:

$$V_{mpTOTAL} = V_{mp} \cdot N_s = 344,41 V$$

Por otro lado, la corriente total en el punto de máxima potencia que puede producirse, será igual al producto de la corriente de máxima potencia por el número de ramales existentes en la instalación. Se sabe que la corriente de máxima potencia es de $I_{mp} = 7,99 A$ y que se tienen 2 ramales, por lo que:

$$I_{mpTOTAL} = I_{mp} \cdot N_p = 15,98 A$$

5.3.3. Elección del inversor

Finalmente, para la elección del inversor, se tendrá en cuenta que el inversor debe ser trifásico y los valores anteriormente calculados:

	Periodo Verano	Periodo invierno
Tensión circuito abierto (V)	354,64	454,08
Tensión de máxima Potencia (V)	280,83	380,16
Corriente de cortocircuito (A)	17,76	16,68

Tabla 14: Valores máximos y mínimos de tensión y corriente de los paneles

Atendiendo a estos valores, se ha elegido el inversor de la marca **FRONIUS** modelo **IG PLUS 60 V-3**, que tiene las siguientes características:

VALORES DE ENTRADA (CC)	
Potencia máxima CC con $\cos\phi = 1$	6300 Wp
Máxima corriente de entrada	27,5 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV	41,3 A
Máxima tensión de entrada	600 V
Rango de tensión MPP	230 – 500 V
VALORES DE SALIDA (AC)	
Potencia nominal CA	6000 W
Máx. potencia de salida	6.000 VA
Máx. corriente de salida	8,7 A
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Acoplamiento a la red	3~NPE 400 V / 230 V
RENDIMIENTO	
Máx. rendimiento	95,9 %
Rendimiento europeo	95,0 %

Tabla 15: Características del Inversor FRONIUS IG PLUS 60 V-3



Figura 18: Inversor FRONIUS IG PLUS 60 V-3

Se va a proceder a realizar la comprobación del inversor para su instalación en la vivienda. Para ello se deben verificar los siguientes puntos:

1.- La instalación consta de 22 paneles de 250 W cada uno. Esto hace un total de 5,5 kWp que, como se puede ver en la tabla 15, es inferior a la potencia máxima en corriente continua que posee el inversor con un valor de 6,3 kWp. Además, la potencia del inversor debe ser siempre algo mayor que la de los paneles pero evitando el sobredimensionamiento de éste.

2.- Comprobando las tensiones que se producen en el panel, en los periodos de verano e invierno, se ve que todas están dentro del rango de tensiones MPP (230 – 500 V) y por debajo de la tensión máxima de entrada de 600 V.

3.- La mayor corriente que existe en el conjunto de paneles fotovoltaicos se produce en caso de cortocircuito y en el periodo de verano, siendo igual a 17,76 A. Ésta es menor que la máxima del inversor que es igual a 27,5 A.

El inversor cumple con el Pliego de Condiciones en cuanto al grado de protección requerida. Por la situación de la vivienda en donde se va a instalar el inversor, éste debe poseer, como mínimo, una protección de IP 30. El inversor FRONIUS PLUS 60 V-3 tiene una protección IP 54.

5.4. Cableado

El cableado de la instalación se diseñará siguiendo las especificaciones de REBT y del Pliego de Condiciones, de manera que al realizar la unión entre los elementos de la instalación no se produzcan fallos ni problemas.

Para el dimensionamiento del cableado, la instalación se dividirá en cuatro tramos. En los tres primeros tramos estará circulando corriente continua y, por el último, corriente alterna, por lo que las secciones de cada tramo serán diferentes y estarán calculadas de diferente manera.

Las divisiones de los tramos se han hecho atendiendo a las especificaciones de Unión Fenosa del diseño de Instalaciones Fotovoltaicas para generación de energía.

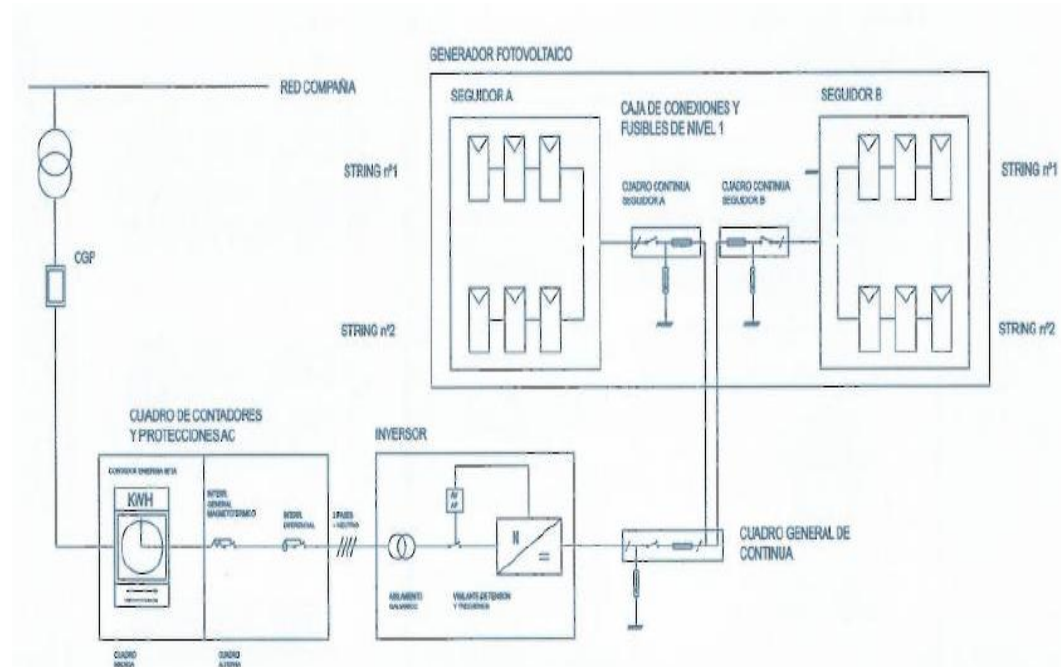


Figura 19: Instalación Fotovoltaica para generación de energía según Unión Fenosa

Todos los tramos de cableado deberán cumplir con el criterio de máxima caída de tensión y con el de máxima corriente admisible, para que el dimensionado de la superficie sea la correcta, atendiendo a posibles caídas de tensión y cortocircuitos.

Al tratarse de instalaciones interiores, se acudirá a la instrucción ITC-BT-19 del REBT, donde podremos obtener los valores de corriente máxima admisible según la sección calculada.

Los conductores estarán aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra, y serán de cobre con aislamiento de XLPE 0,6/1 KV según lo ordena la instrucción ITC-BT-15 para derivaciones individuales en el interior de tubos enterrados.

Además, según ésta misma instrucción, los cables serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida. Los cables con características equivalentes a las de la norma UNE 21123 o UNE 211002 cumplen con ésta prescripción.









A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos ¹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁵⁾					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁶⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾			
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾								3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR		
Cobre			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
			70				149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	260	278	310	338	363	404	525
			185				268	297	317	354	386	415	464	601
			240				315	350	374	419	455	490	552	711
			300				360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 16: Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

Los conductores irán a través de una canaleta o de un tubo corrugado, según el tramo en el que se encuentren, como se especificará a continuación en la descripción de cada tramo. Se seguirá la instrucción ITC-BT-21 del REBT sobre tubos y canales protectoras.

Se utilizará una canaleta eléctrica de dimensiones 16x16 mm de la marca Quintela.

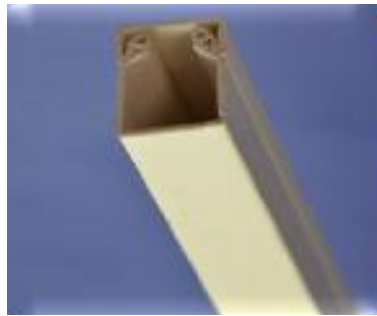


Figura 20: Canaleta marca Quintela

El tubo utilizado será de la marca Aiscan modelo CR-25, de PVC forroplast, con un diámetro interior de 18,5 mm y diámetro exterior 25,5 mm y cumpliendo con las instrucciones del REBT.



Figura 21: Tubo Aiscan PVC forroplast

Para el cálculo de la sección de los conductores en los tramos de corriente continua, se seguirá la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{u \cdot C}$$

Donde:

- | | |
|-----------------|---|
| S | Es la sección teórica del conductor [mm ²] |
| L | Es la longitud del cable [m] |
| I _{cc} | Es la corriente máxima que va a circular por los conductores y corresponde a la corriente de cortocircuito de los paneles. [A] |
| u | Es la máxima caída de tensión que podrán tener los cables. Según el Pliego de Condiciones, los conductores deberán soportar caídas de tensión de hasta un 1,5%. [V] |
| C | Es la conductividad del elemento que compone el conductor, en este caso, al tratarse de Cobre, la conductividad es de 56 m/Ω mm ² . |

Por otra parte, una vez llevados los conductores al inversor, se pasará de corriente continua a alterna. En este caso, la sección de los conductores en corriente alterna se calculará de la siguiente manera:

$$S = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L}$$

Donde:

- S Es la sección teórica del conductor [mm^2]
- L Es la longitud del cable [m]
- P Es la potencia que soporta el conductor [W]
- C Es la conductividad del elemento que compone el conductor, en este caso, al tratarse de Cobre, la conductividad es de $56 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$.
- u Es la máxima caída de tensión que podrán tener los cables. Según el Pliego de Condiciones, los conductores deberán soportar caídas de tensión de hasta un 1,5% [V]
- U_L Es la tensión de línea de la red [V]

5.4.1. Tramos de cableado.

Tramo 1 Módulo solares → Cuadro seguidor de Continua.

Está comprendido entre los ramales de los paneles fotovoltaicos situados en la azotea, y el cuadro seguidor de continua situado junto a la estructura de uno de los paneles y debajo de ésta, para que esté lo más protegido posible. Los conductores de la azotea irán protegidos y conducidos a través de una canaleta.

A ésta caja de conexión se le llevarán 4 conductores. Un conductor con polaridad positiva y otro con polaridad negativa por cada ramal de la instalación.

Los cables son conducidos primero al cuadro seguidor de continua y no directamente al cuadro general de continua, en primer lugar, para ahorrar cable ya que la bajada al sótano se realizará mediante dos conductores en lugar de tener que usar cuatro y, en segundo lugar, para que tanto los paneles como la caja de conexión fotovoltaica tengan una mayor protección ante sobrecargas y cortocircuitos.

Al tratarse de un tramo en corriente continua la expresión a utilizar será:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C}$$

Donde:

- L Será la longitud que hay desde el módulo fotovoltaico más alejado hasta la caja de conexiones, realizando el recorrido anteriormente descrito. Tiene un valor de 8 m.
- I_{CC} Corresponde con la intensidad de cortocircuito de los paneles $I_{SC} = 8,52$ A.
- u Es la máxima caída de tensión correspondiente al 1,5% de la tensión existente. En este caso, la tensión total será el producto de la tensión en el punto de máxima potencia de un generador, multiplicado por el número de paneles en serie de cada ramal obteniendo un valor de 344,41 V.
El 1,5% de 344,41 V corresponde a 5,17 V.
- C Es la conductividad térmica del cobre con valor de 56 m/Ω mm².

La sección obtenida para cada conductor de este tramo es de 0,47 mm². Se debe escoger la sección inmediatamente superior normalizada, lo que nos lleva a tener una sección para el Tramo 1 de **$S_1 = 1,5$ mm²**.

Obtenemos de la Tabla 16 que la intensidad admisible para éste tramo será de 21 A. Como se ha considerado que la máxima temperatura a la que va a operar la instalación es de 40°C, no habrá que aplicar ningún factor de corrección ya que los valores de intensidad de la tabla han sido calculados para la temperatura de operación de 40°C.

La máxima intensidad que circulará por los conductores será de 8,52 A, la de cortocircuito de los paneles, siendo la máxima admisible por los conductores de 21 A. Por otro lado, con la sección calculada, la caída de tensión es de 1,62 V, lo que hace que el cableado de éste tramo sea correcto, cumpliendo con todos los criterios.

Tramo 2 Cuadro seguidor de Continua → Cuadro General de Continua.

El Tramo 2 comprende la unión entre el cuadro seguidor de continua, situado en la azotea junto a los paneles, y el cuadro general de continua situado en el sótano de la vivienda. Los conductores de la azotea irán protegidos y llevados a través de una canaleta hasta un pasante realizado en un extremo de la azotea, que los conducirá directamente al sótano, a través de la pared, por medio del tubo corrugado.

Éste tramo consta de dos conductores que unirán la salida del cuadro seguidor de continua con la entrada del cuadro general de continua. Cada conductor será de polaridad diferente, uno positiva y el otro negativa.

Al tratarse de un tramo en corriente continua la expresión a utilizar será:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C}$$

Donde:

- L Será la longitud que hay desde el módulo fotovoltaico más alejado hasta la caja de conexiones, realizando el recorrido anteriormente descrito. Tiene un valor de 24 m.
- I_{CC} Corresponde al producto de la intensidad de cortocircuito de los paneles ($I_{SC} = 8,52$ A) multiplicado por el número de ramales en paralelo, obteniendo un valor de 17,04 A.
- u Es la máxima caída de tensión correspondiente al 1,5% de la tensión existente. En este caso, la tensión total será el producto de la tensión en el punto de máxima potencia de un generador, multiplicado por el número de paneles en serie de cada ramal obteniendo un valor de 344,41 V.
El 1,5% de 344,41 V corresponde a 5,17 V.
- C Es la conductividad térmica del cobre con valor de 56 m/Ω mm².

La sección obtenida para cada conductor de este tramo es de 2,83 mm². Se debe escoger la sección inmediatamente superior normalizada, lo que da lugar a una sección para el Tramo 2 de **S₂ = 4 mm²**.

Obtenemos de la Tabla 16, que la intensidad admisible para éste tramo será de 38 A. De igual manera que para el tramo anterior, no se aplicará ningún factor de corrección.

La intensidad admisible en éste tramo será de 38 A, y la que circula por el mismo es de 17,04 A, por lo que el criterio de máxima corriente admisible se cumple. Por otro lado, con la sección calculada, la máxima caída de tensión existente será de 3,65 V lo que hace que el cableado de éste tramo sea correcto, cumpliendo también con el criterio de máxima caída de tensión.

Tramo 3 Cuadro general de Continua → Inversor.

Éste tramo es la conexión existente entre la caja de conexiones del generador fotovoltaico y el inversor. El inversor también estará situado en el sótano, contiguo al cuadro general de continua, por lo que la longitud del cable será pequeña.

La conexión entre ambos equipos se realizará mediante dos cables igualmente, uno con polaridad positiva y el otro negativa.

Se trata también de un tramo en corriente continua, por lo que:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C}$$

Donde

- L Será la longitud que hay desde la caja de conexiones del generador fotovoltaico hasta el inversor. Tiene un valor de 1 m.
- I_{CC} Corresponde al producto de la intensidad de cortocircuito de los paneles ($I_{SC} = 8,52$ A) multiplicado por el número de ramales en paralelo, obteniendo un valor de 17,04 A.
- u Es la máxima caída de tensión correspondiente al 1,5% de la tensión existente. En este caso, la tensión total será el producto de la tensión en el punto de máxima potencia de un generador, multiplicado por el número de paneles en serie de cada ramal obteniendo un valor de 344,41 V.
El 1,5% de 344,41 V corresponde a 5,17 V.
- C Es la conductividad térmica del cobre con valor de 56 m/Ω mm².

La sección obtenida en el tramo 3 es de 0,11 mm². Se debería escoger la sección inmediatamente superior a la obtenida, pero como mínimo se escogerá una de iguales dimensiones al tramo anterior, es decir, **$S_3 = 4 \text{ mm}^2$** .

No se aplicará tampoco ningún coeficiente de corrección. La intensidad máxima admisible por éste tramo va a ser de 38 A que, frente a los 17,04 A que es la máxima que va a circular por el conductor, se observa que la sección del tramo está correctamente dimensionado. Calculando la máxima caída de tensión existente, se obtiene un valor de 1,65 V cumpliendo ambos criterios de caída de tensión y cortocircuito.

Tramo 4 Inversor → Caja de Contadores y Protecciones AC.

En éste tramo, el cableado irá desde el inversor situado en el sótano hasta el cuadro de contadores y protecciones, el cual se encuentra en la parte exterior del muro que delimita la vivienda. Éste es el primer y último tramo de la instalación, con corriente alterna, y es el punto de conexión con la red eléctrica.

La corriente que circula por este tramo se calcula de la siguiente manera:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi$$

Donde:

- P Es la potencia que suministra la instalación fotovoltaica.
- U Es la tensión a la que se encuentra la instalación en éste tramo (400 V).
- I Es la corriente que circula por la instalación en éste tramo.
- $\cos\varphi$ Es factor de potencia al que se encuentra la instalación el cual, según el Pliego de Condiciones, debe tener valor 1.

La corriente que circula por el tramo 3 tiene un valor de 7,58 A

Los parámetros para realizar el cálculo de la sección en éste caso son:

$$S = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L}$$

Donde:

- L Es la longitud existente entre el inversor y el cuadro de contadores que se encuentra en la calle. Tiene un valor de 17 m.
- P Es la Potencia máxima que va a circular por los conductores y corresponde a la potencia que generan los paneles solares, es decir, 5500 W.
- C Es la conductividad térmica del cobre con valor de 56 m/Ω mm².
- U Es el 1,5% de la tensión existe a la salida del inversor (400 V) por lo que tendrá un valor de 6 V.
- U_L Es la tensión de línea de la red. Corresponde con un valor de 400V que es la que proporciona el inversor a la salida.

Al tramo de corriente alterna le corresponde una sección de 0,70 mm². La sección inmediatamente superior es S₄ = 1,5 mm² con una intensidad máxima admisible de 21 A.

Según el ITC-BT-15, para instalaciones de enlace y derivaciones individuales, la mínima sección que debe existir para cables polares, neutro y protección, es de 6 mm². Por lo tanto, **S₄ = 6 mm²** a la que le corresponde una intensidad máxima admisible de 49 A.

Al tener el tramo una intensidad máxima de 7,58 A, el criterio de máxima corriente admisible se cumple. La máxima caída de tensión es 0,70 V, menor que la máxima permitida de 6 V, por lo que el criterio de máxima caída de tensión también se cumple.

5.4.2. Cableado de Protección. Puestas a Tierra

Según el ITC-BT-18 del REBT, la puesta o conexión a tierra se define como la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito

eléctrico, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

Los elementos que componen las puestas a tierra son los siguientes:

Tomas de Tierra: La toma de tierra se realizará mediante una pica de cobre acerado de 1,5 m de longitud clavada en el terreno de la vivienda, a no menos de una profundidad de 0,5 m. Al estar en contacto con el terreno, drenará la corriente de fuga que se pueda producir

Conductores de Tierra: Es la línea de enlace que une el electrodo de puesta a tierra con el borne de puesta a tierra. La sección no debe ser inferior a la de los conductores de protección, por lo que se realizará con cable conductor desnudo de sección 35 mm^2 .

Bornes de puesta a Tierra: Toda instalación de puesta a tierra debe llevar un borne principal de tierra, al cual deben unirse los conductores de tierra, los conductores de protección y los conductores de unión equipotencial principal. Debe estar instalado en un lugar accesible para la medición de la resistencia de la toma de tierra.

Conductores de Protección: Serán los encargados de unir las masas con el conductor de tierra.

Según el REBT, se aplicará lo indicado en la norma UNE 20460-5-54 para los conductores de protección que estén constituidos por el mismo metal que los conductores de fase o polares. La determinación de la sección de los conductores de protección se realiza siguiendo la siguiente tabla:

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm^2)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm^2)
$S \leq 16$	$S (*)$
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	$S/2$
(*) Con un mínimo de: $2,5 \text{ mm}^2$ si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica 4 mm^2 si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica	

Tabla 17: Secciones mínimas de conductores de protección

En el caso de que fuera diferente material, la sección se calcularía de forma que la conductividad fuera equivalente a la que resulta de aplicar la tabla anterior. En el presente proyecto, el material de los conductores será el mismo.

La determinación de la sección de los cables de protección de la instalación se hará atendiendo a la división en tramos anteriormente realizados:

Tramo 1 Módulo solares → Cuadro seguidor de continua.

$$S_1 = 1,5 \text{ mm}^2 \Rightarrow S_{\text{PROTECCIÓN}} = 2,5 \text{ mm}^2$$

Tramo 2 Cuadro seguidor de Continua → Caja General de Continua.

$$S_2 = 4 \text{ mm}^2 \Rightarrow S_{2\text{PROTECCIÓN}} = 4 \text{ mm}^2$$

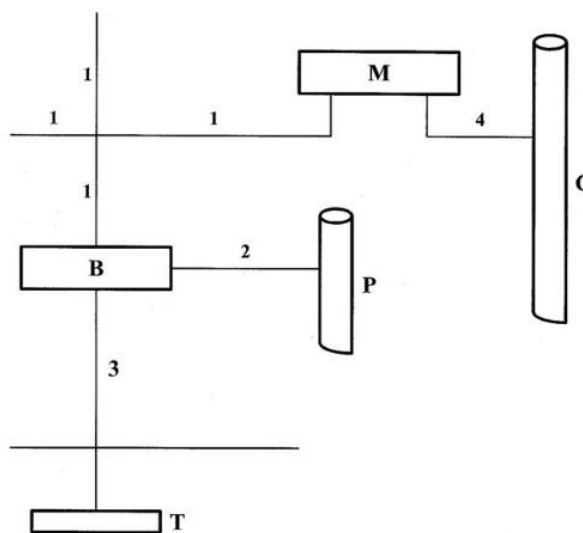
Tramo 3 Caja General de Continua → Inversor.

$$S_3 = 4 \text{ mm}^2 \Rightarrow S_{3\text{PROTECCIÓN}} = 4 \text{ mm}^2$$

Tramo 4 Inversor → Cuadro de Contadores y Protecciones AC.

$$S_4 = 6 \text{ mm}^2 \Rightarrow S_{4\text{PROTECCIÓN}} = 6 \text{ mm}^2$$

La representación esquemática de los componentes anteriormente mencionados se muestra en la siguiente figura:



Leyenda

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B Borne principal de tierra.
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

Figura 22: Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra

Según la instrucción ITC-BT-40 del REBT “Instalaciones Generadoras de Baja Tensión”, el esquema de puesta a tierra será el TT, y se conectarán las masas de la instalación y los receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución Pública.

5.5. Protecciones

El cometido de las protecciones es el de desconectar lo antes posible cualquier parte de la instalación donde se esté produciendo una falta, para evitar desperfectos en el resto de elementos que la componen.

Los aspectos requeridos para las protecciones están recogidos en la norma UNE 20460 y en la instrucción ITC-BT-22 del REBT, donde se especifica que un interruptor es capaz de proteger una instalación si se cumple que:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 I_Z$$

Donde:

I_B es la corriente nominal de la línea.

I_N es la corriente nominal del dispositivo de protección.

I_Z es la corriente máxima admisible que puede circular por la línea.

I_2 es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección que, en el caso de los fusibles es la intensidad de fusión y, en el caso de los interruptores automáticos, es la de disparo.

En las protecciones por fusibles tipo Gg la corriente I_2 corresponde a:

$$I_2 = 1,6 I_N$$

Mientras que en las protecciones por magnetotérmicos, la corriente I_2 es:

$$I_2 = 1,45 I_N$$

Para realizar el cálculo de las protecciones, la instalación vuelve a dividirse en los tramos anteriores.

Tramo 1 Módulo solares → Cuadro seguidor de continua.

Según las especificaciones de Unión Fenosa sobre las protecciones que deben instalarse, el cuadro seguidor de continua constará de fusibles, un seccionador y un descargador.

El cuadro seguidor de continua será un mini cofret de la marca Schneider modelo Kaedra, una fila con ocho módulos, IP 65, doble aislamiento clase II y estanco.



Figura 23: Cuadro Seguidor de Continua Schneider modelo Kaedra

El primer elemento que se encuentra en el cuadro seguidor de continua, en la parte superior, es el fusible. Los fusibles son los encargados de proteger los paneles fotovoltaicos y el tramo de línea de corriente continua que va desde éstos al cuadro seguidor de continua.

Se instalará un fusible por cada línea que interconecta los paneles en serie. El cableado de los ramales está constituido por dos conductores, uno de polaridad positiva y el otro de polaridad negativa, por lo que serán necesarios dos fusibles por cada ramal, haciendo un total cuatro fusibles de iguales dimensiones.

Para dimensionar los fusibles se debe saber que:

$$I_B = I_{mpp_{panel}} = 8,52 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{maxadmisible} = 21 \text{ A}$$

Por lo tanto, la corriente nominal del fusible debe estar comprendida entre estos dos valores:

$$8,52 \leq I_N \leq 21 \quad [A]$$

De tal manera que se escoge un fusible de corriente nominal $I_N = 10 \text{ A}$. A continuación se debe verificar que la corriente nominal es la apropiada o, por el contrario, se debe aumentar o disminuir su valor.

$$I_2 \leq 1,45 I_Z$$

$$\bullet I_2 = 1,6 \cdot I_N = 16 \text{ A}$$

$$\bullet 1,45 \cdot I_Z = 30,45 \text{ A}$$

$$16 \leq 30,45 \quad [A]$$

Por consiguiente, se utilizarán para cada cable de cada ramal de la instalación un fusible de 10 A de intensidad nominal. El modelo seleccionado es de la empresa ABB modelo E 9F10 PV, con un poder de corte de 50 kA.



Figura 24: Fusibles marca ABB modelo E 9F10 PV

Se utilizarán unos portafusibles acorde con los fusibles seleccionados, de la marca ABB igualmente, modelo E 92/20 PV, los cuales están diseñados para una intensidad nominal de 32 A.

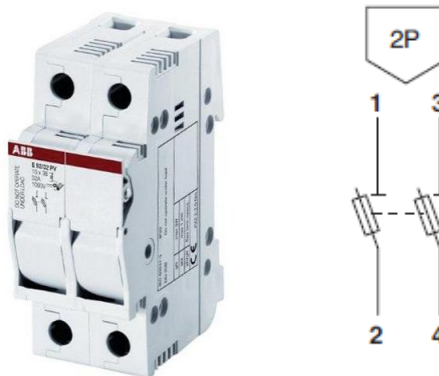


Figura 25: Portafusibles marca ABB modelo E 92/20 PV

Tramo 2 Cuadro seguidor de Continua → Cuadro General de Continua.

Aguas abajo de los fusibles, se produce la interconexión de los cuatro cables procedentes de los dos ramales de la instalación, haciendo que del cuadro seguidor de continua salgan dos únicos cables, con polaridad positiva y negativa respectivamente.

Tras la interconexión se encuentran, en el cuadro seguidor de continua las dos protecciones anteriormente mencionadas: el interruptor seccionador y el descargador.

1.- Interruptor Seccionador

Es el dispositivo que permite interrumpir la generación de un grupo de paneles sin afectar al resto.

Para el dimensionado de los seccionadores, es necesario tener en cuenta la tensión a la que se encuentra la línea y la corriente que circula por ésta, que será la que deban seccionar en caso que fuera necesario. La intensidad que circula por la línea es de 17,04 A y la tensión a la que está sometida se considerará la mayor posible, es decir, la tensión de circuito abierto en el periodo de invierno, con un valor de 454,08 V.

El interruptor seccionador a instalar será de la marca ABB modelo S802PV-M32, con una intensidad nominal de 32 A y una tensión máxima de 800 V CC.

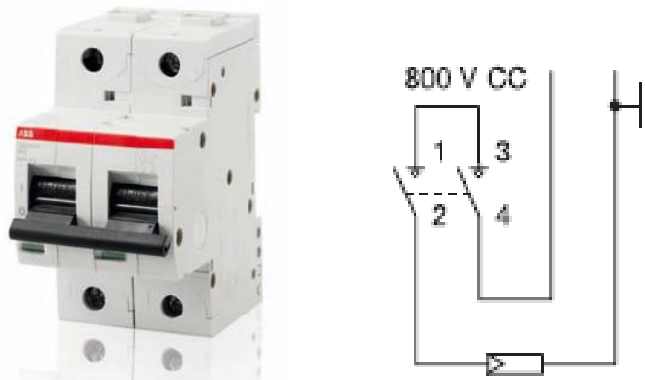


Figura 26: Interruptor seccionador marca ABB modelo S802PV-M32

2.- Descargador

Como consecuencia de estar la instalación al aire libre, se encuentra expuesta a descargas atmosféricas y a las sobretensiones transitorias producidas por éstas. Los descargadores se encargan de enviar las posibles sobretensiones a tierra.

Juegan un papel importante en la instalación, ya que las sobretensiones disminuyen el rendimiento de la instalación y pueden disminuir también su vida útil, con lo que se hace muy importante eliminarlas.

Existen dos clases de descargadores atendiendo a donde estén:

Los descargadores de CLASE I están pensados para situarlos en las extremidades de las líneas exteriores, con el fin de protegerlas contra impactos directos. En la presente instalación no se colocarán de ésta clase, ya que las probabilidades de impacto de rayos son muy bajas y la instalación no es muy extensa.

Los descargadores de CLASE II se sitúan en las líneas de alimentación de los generadores, para protegerlas contra sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas, producidas a una cierta distancia de la instalación.

Para el dimensionamiento del descargador de CLASE II, se debe tener en cuenta la máxima tensión a la que va a estar la instalación que, como se ha comentado anteriormente para el cálculo del interruptor seccionador, va a ser de 454,08 V.

Se escogera el descargador de CLASE II de la marca ABB modelo OVR PV 40 600P, con una intensidad de descarga máxima de 40 KA.

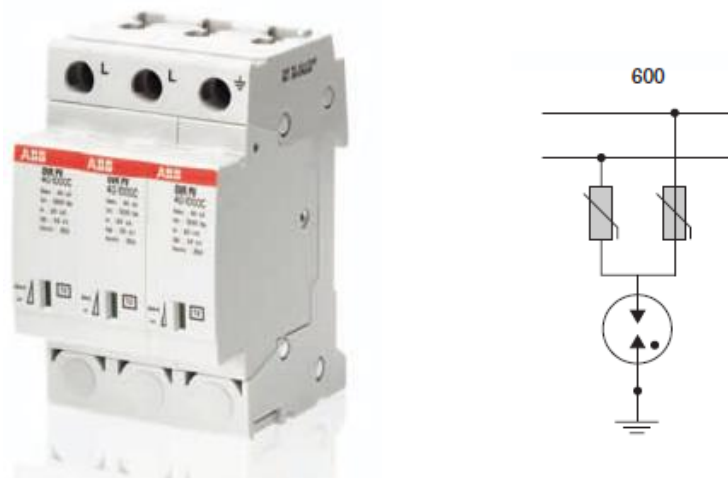


Figura 27: Descargado Clase II marca ABB modelo OVR PV 40 600P

Tramo 3 Cuadro General de Continua → Inversor.

El siguiente elemento que se encuentra en la instalación, y al cual estará unido el cuadro seguidor de continua, es el cuadro general de continua. Como ya se ha mencionado, está situado en el sótano, previo al inversor.

Para poder realizar trabajos de reparación o mantenimiento, se debe poder separar el inversor del generador fotovoltaico. Para ello, atendiendo a la norma IEC 60364-7-712, se debe instalar un interruptor de corte entre el generador fotovoltaico y el inversor.

El cuadro general de continua será de la marca Schneider modelo mini Pragma de una fila con 6 módulos, empotrable, con IP 40 y dimensiones 186x 252x80 mm.



Figura 28: Cuadro General de Continua Schneider mini Pragma

En éste caso, el cuadro general de continua constará de interruptores automáticos magnetotérmicos, siendo los descargadores opcionales.

1.- Interruptor Automático magnetotérmico.

La función de los interruptores magnetotérmicos es la de interrumpir la corriente cuando ésta está por encima de unos valores máximos establecidos. Su funcionamiento se basa en dos efectos: el magnético y el térmico, producidos por la circulación de corriente eléctrica por el circuito.

Permiten la desconexión de las entradas al inversor de una forma segura (sin riesgo de choque eléctrico), y ofrecen protección completa al generador fotovoltaico, en caso de que sea preciso.

Para la elección del interruptor magnetotérmico se deben verificar las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_Z \leq 1,45 I_N$$

Donde, al ser un interruptor magnetotérmico, $I_Z = 1,45 I_N$, cumpliéndose siempre la segunda condición por ser $I_Z \geq I_N$, de manera que no será necesaria su comprobación. Conocidos los demás parámetros de la instalación, se procede a calcular el interruptor magnetotérmico necesario.

$$I_B = I_{mpp_{panel}} \cdot 2 \text{ ramales} = 17,04 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{max_{admisible}} = 38 \text{ A}$$

$$17,04 \leq I_N \leq 38 \quad [A]$$

Por lo tanto, el interruptor automático seleccionado será de la empresa ABB, modelo S802PV-S20 de dos polos, con una tensión nominal de 800V cc, intensidad nominal de 20 A y poder asignado de corte de 5 KA.

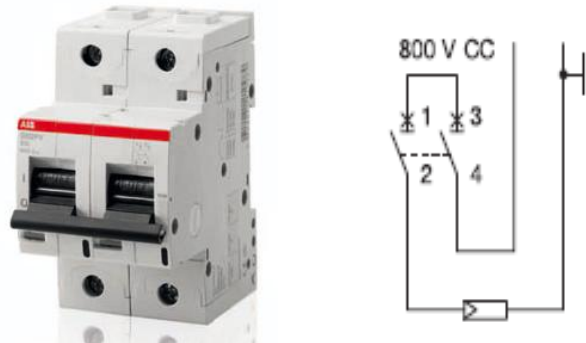


Figura 29: Interruptor automático magnetotérmico marca ABB modelo S802PV-S20

2.- Descargador.

Se instalará en el cuadro general de continua un descargador de la misma marca y modelo que el instalado en el cuadro seguidor de continua.

Se podría poner también un controlador de aislamiento, pero ya viene incorporado en el propio inversor, por lo que no será necesario duplicarlo. El controlador de aislamiento es un dispositivo encargado de detectar las posibles faltas de aislamiento, en los conductores de instalaciones en corriente continua, contra tierra. En el caso del inversor de la instalación, el disparo estará configurado para una $R_{ISO} < 500 \text{ k}\Omega$.

Tramo 4 Inversor → Cuadro de Contadores y Protecciones AC.

Una vez transformada la corriente de continua a alterna, ya está lista para ser consumida o para ser ingresada en la red. Para la realización de la conexión a red se deben seguir unas especificaciones concretas con respecto a las protecciones, según lo estipulado en el ITC-BT-40 y en las normas específicas de la empresa distribuidora, que en éste caso es UNIÓN FENOSA.

Según el ITC-BT-40, las instalaciones bajo el ámbito de aplicación del RD 1699/2011, deben disponer de los siguientes elementos:

- Un elemento de corte general, para proporcionar aislamiento sobre disposiciones mínimas, para la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Un interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
- Interruptor automático de la conexión, para la desconexión – conexión automática de la instalación, en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.

- Protección de máxima y mínima frecuencia cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 HZ durante más de 5 periodos.

A parte, el inversor también lleva protecciones. Según el RD 1663/2000, si el inversor posee alguna de las protecciones mencionadas, no será necesaria su instalación.

Se incorporará, en el cuadro de contadores, un cuadro de alterna, el cual estará obligado a llevar un interruptor diferencial y un interruptor general magnetotérmico.

1.- Interruptor Diferencial

Es un dispositivo empleado para la protección ante contactos directos e indirectos, provocados por el contacto de partes activas de la instalación o por elementos sometidos a potencial debido a derivaciones.

El interruptor diferencial, al poseer aplicaciones domesticas, debe tener una intensidad diferencial residual máxima de 30 mA. También se debe tener en cuenta que la intensidad que va a circular por este tramo es de 7,58 A.

El diferencial escogido será de la marca Schneider modelo iID -4P-25A-30mA - clase A SI, con una intensidad nominal de 25 A y un poder de corte de 6 kA.



Figura 30: Interruptor diferencial marca Schneider modelo iID -4P-25A-30mA - clase A SI

2.- Interruptor general magnetotérmico

El cálculo del interruptor magnetotérmico se realizará de la misma manera que en el tramo tres, pero ésta vez, hay que tener en cuenta que, en vez de en corriente continua, éste último tramo está en corriente alterna. Los parámetros de intensidad a tener en cuenta son:

$$7,58 \leq I_N \leq 49 \quad [A]$$

Se ha escogido el interruptor magnetotérmico de la marca Schneider modelo iDPN N -3P+N-25A-curva C con una intensidad nominal de 25 A y un poder de corte de 10 kA.



Figura 31: Interruptor magnetotérmico marca Schneider modelo iDPN N -3P+N-25A-curva C

El cuadro de alterna junto con el cuadro de contadores serán de la marca PINAZO modelo PNZ-AR-FV-1TEP-UF de doble cuerpo.

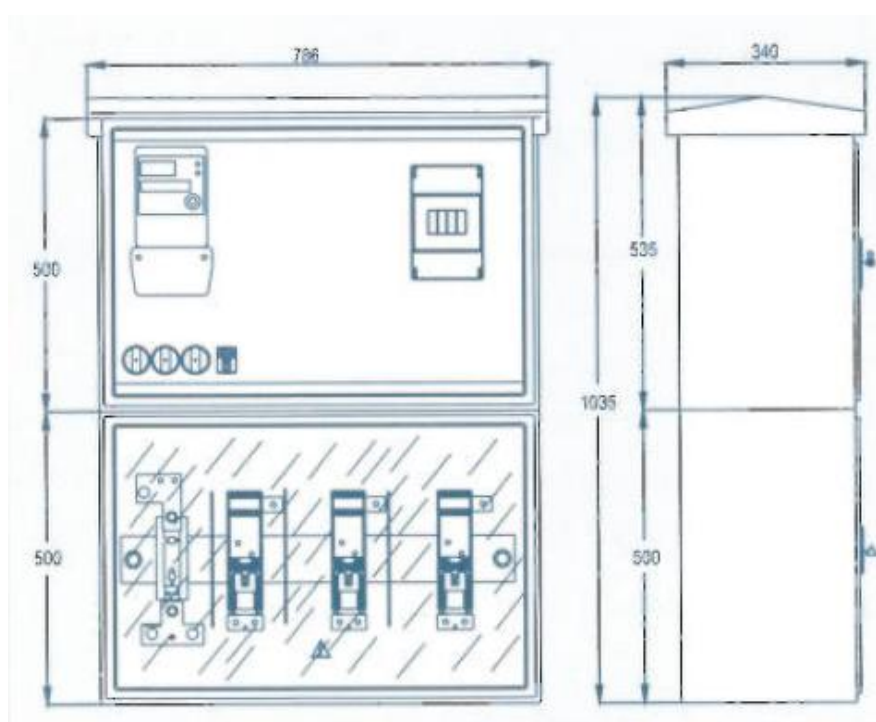


Figura 32: Cuadro de contadores y protecciones AC

Según el ITC-BT-40, para instalaciones conectadas a red con funcionamiento en modo separado y método de medida bidireccional, la instalación seguirá el siguiente esquema:

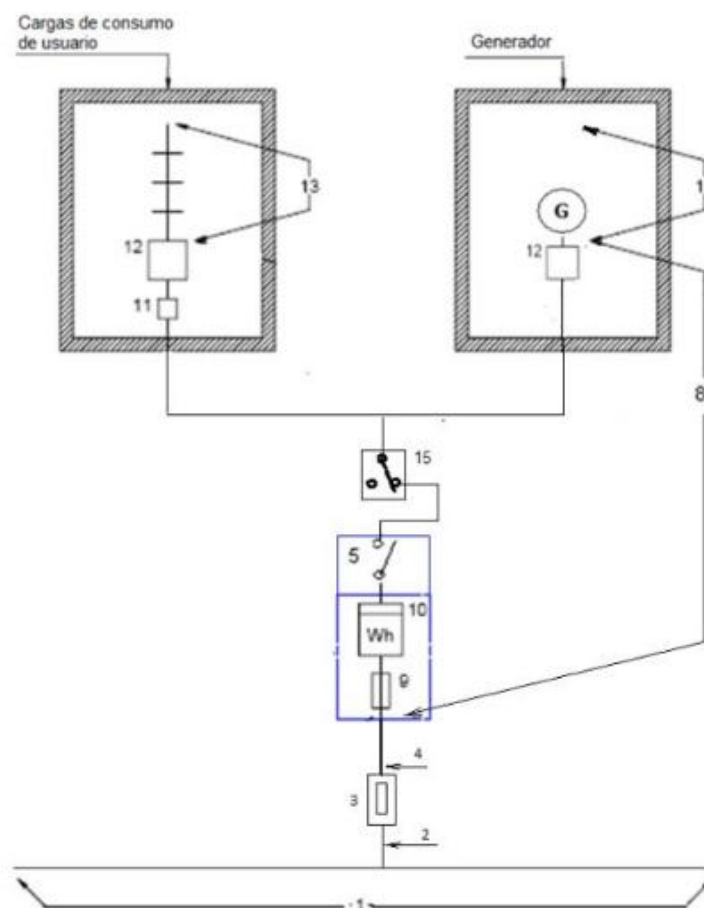


Figura 33: Esquema conexión a red con método de medida bidireccional y consumo separado

Siendo:

Red de distribución	1
Acometida	2
Caja general de protección	3
Línea general de alimentación	4
Interruptor general de maniobra	5
Derivación Individual	8
Fusible de seguridad	9
Contador Bidireccional	10
Caja interruptor de control de potencia	11
Dispositivos Generales de Mando y Protección	12
Instalación Interior	13
Conmutador	15

6. Cálculo de la energía generada por la instalación

Se utilizará el programa PVsyst 6.0.7 para la realización de los cálculos de éste apartado. Se pretende conocer la generación de energía producida por la instalación, teniendo en cuenta todas las pérdidas que se producen en los diferentes equipos que componen la misma.

Se introducirá en el programa los datos del modelo del panel escogido, así como los del inversor. El programa tiene en su base de datos las condiciones climatológicas de la mayoría de las estaciones meteorológicas del mundo, con lo que basta con indicar la ciudad de Madrid, que será la más cercana al municipio de Ciempozuelos.

Los valores de energía incidente efectiva por radiación en la zona de Madrid son los siguientes:

Nueva variante de simulación
Energía incidente efectiva (Trans., IAM, sombreados)

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²	GlobIAM kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	DiffEff kWh/m ²
Enero	60.8	103.1	100.4	100.4	31.29
Febrero	80.6	120.7	117.8	117.8	33.56
Marzo	134.6	172.6	167.9	167.9	53.09
Abril	159.0	171.8	166.2	166.2	64.15
Mayo	195.7	191.9	185.5	185.5	76.57
Junio	218.1	200.9	193.9	193.9	71.55
Julio	225.1	212.2	205.2	205.2	59.80
Agosto	200.1	210.2	203.8	203.8	61.23
Septiembre	147.5	177.0	171.9	171.9	56.36
Octubre	99.7	135.0	131.3	131.3	49.43
Noviembre	64.0	101.9	99.3	99.3	34.76
Diciembre	47.6	81.3	79.1	79.1	27.01
Año	1632.8	1878.5	1822.2	1822.2	618.80

Tabla 18: Energía incidente efectiva

Donde la primera columna corresponde a los valores globales de radiación que recibiría la instalación si los paneles estuvieran colocados de manera horizontal ($\beta = 0^\circ$). La segunda columna, son los valores de radiación totales recibidos por los paneles cuando éstos se encuentran colocados con la inclinación real ($\beta = 35^\circ$). Pero ésta no es la radiación que realmente absorben los paneles, ya que una pequeña parte de la radiación se refleja según aumenta el ángulo de inclinación. Las columnas tres y cuatro muestran los datos de radiación que llegan realmente a los paneles, teniendo en cuenta las reflexiones. Estos últimos datos son los que en realidad interesan para el cálculo de la energía producida.

En la siguiente gráfica se muestra la producción de energía por cada kWp instalado y las pérdidas del sistema en cada mes del año:

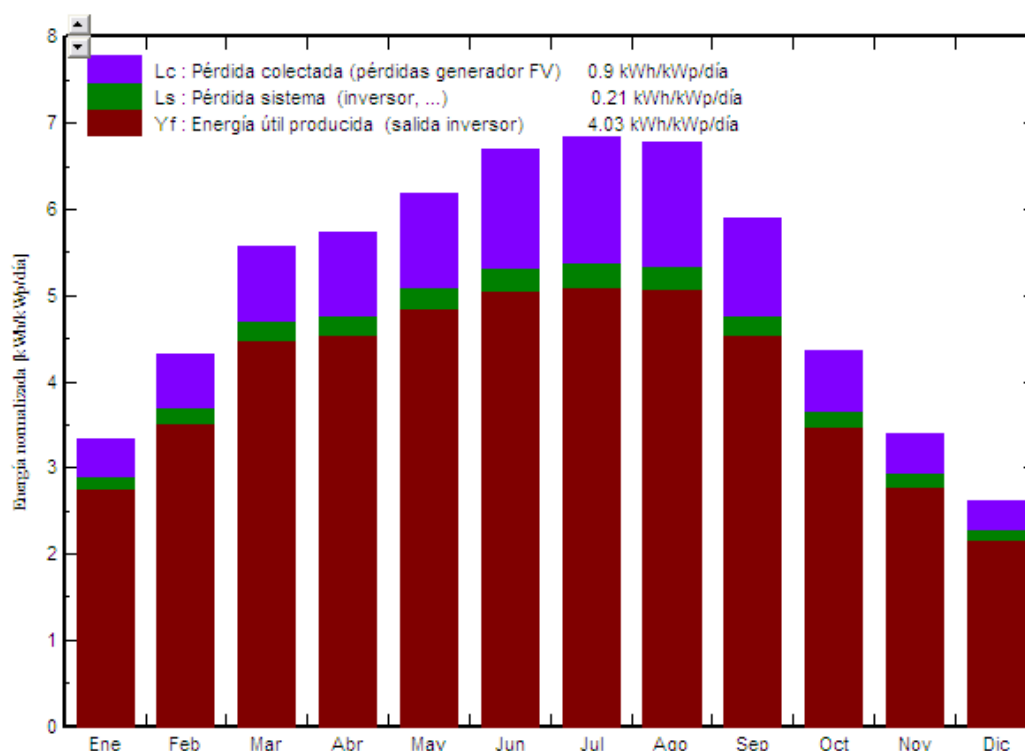


Tabla 19: Producciones normalizadas (por cada kWp instalado)

Se puede ver que, al ser la radiación mayor en el periodo de verano, la producción también lo es.

La gráfica nos muestra la producción por kWp instalada. Para calcular la producción de energía total anual por los paneles, de una forma más detallada y poder destacar la energía útil producida que le llega a la vivienda, se utilizará la siguiente expresión:

$$E_i = I_i \cdot P_p \cdot N \quad [kWh/mes]$$

Donde:

- E_i es la energía producida por la instalación solar fotovoltaica a lo largo de cada mes del año.
- I_i es la irradiancia que reciben los paneles a lo largo de cada mes y que se obtiene de la tabla18 proporcionada por el programa PVsyst 6.0.7.
- P_p es la potencia nominal pico de cada panel.
- N es el número total de paneles instalados.

	Irradiancia (KWh/m ²)	Producción (KWh)
Enero	100,4	552,2
Febrero	117,8	647,9
Marzo	167,9	923,45
Abril	166,2	914,1
Mayo	185,5	1020,25
Junio	193,9	1066,45
Julio	205,2	1128,6
Agosto	203,8	1120,9
Septiembre	171,9	945,45
Octubre	131,3	722,15
Noviembre	99,3	546,15
Diciembre	79,1	435,05
TOTAL (MWh/año)		10,02

Tabla 20: Irradiancia y producción de la instalación mes a mes

Aplicándole las pérdidas que se producen en los paneles al transformar ésta energía solar en energía eléctrica, y teniendo en cuenta su eficiencia, la energía nominal que generará la instalación será de 9,68 MWh.

A continuación se detalla un diagrama con todas las pérdidas existentes en la instalación, desde que la energía es transformada en los paneles hasta el inversor que hace que esté lista para consumir en la vivienda:

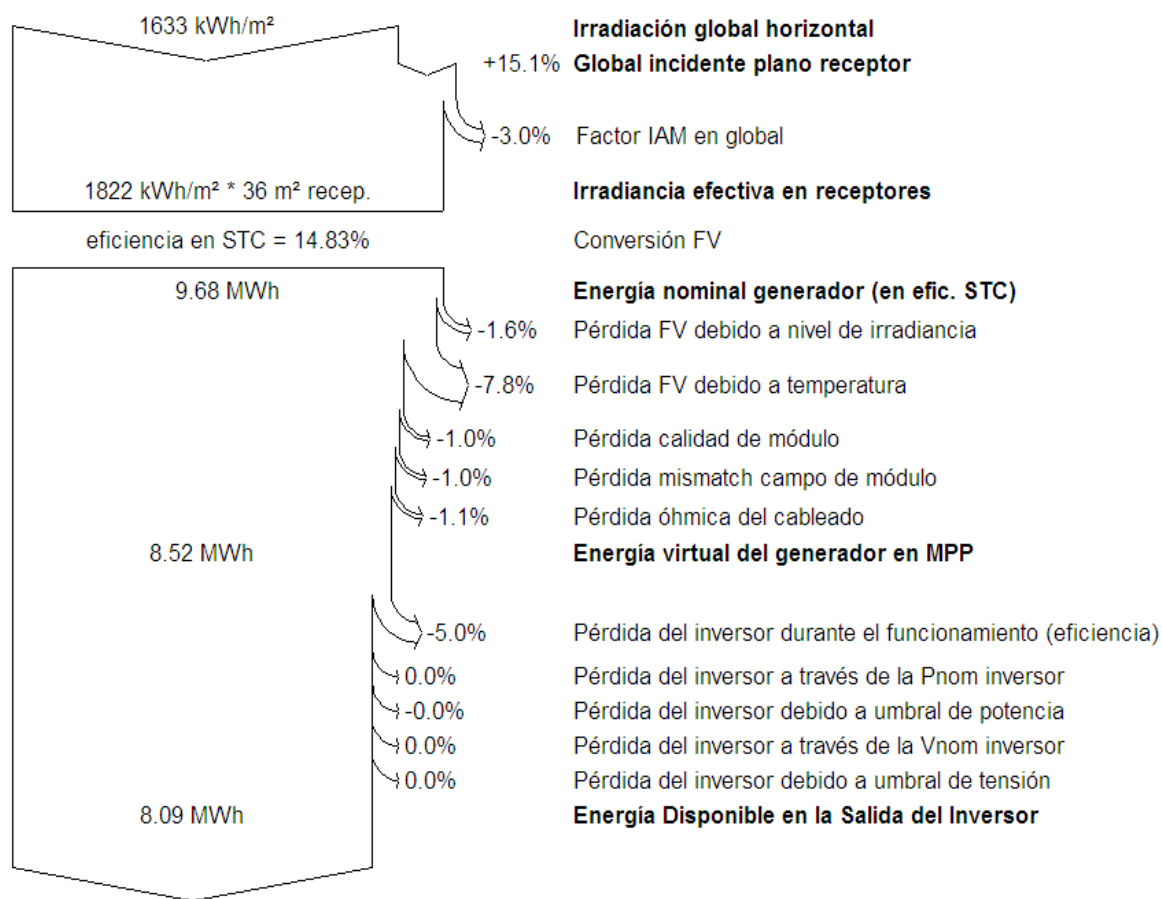


Figura 34: Diagrama de pérdidas del sistema

Por lo que, como resultado final, se obtiene que la instalación tendrá una producción anual de **8,09 MWh**.

Al haber aumentado el número de paneles necesarios para que la geometría de la instalación fuera la mejor posible, la producción total de la instalación será mayor que el consumo de la vivienda, por lo que el balance neto entre la energía consumida y la producida será positivo.

IV. PLIEGO DE CONDICIONES

1. Objeto

El objeto del presente pliego de condiciones es el de fijar unas especificaciones mínimas para que puedan ser seguidas tanto por los instaladores como por los fabricantes, garantizando la calidad final de la instalación solar fotovoltaica conectada a red. Será aplicado a todos los sistemas eléctricos, electrónicos y mecánicos que formen parte de la instalación.

2. Equipos y materiales

2.1. Generalidades

Se garantizará en todo momento la calidad del suministro eléctrico. La instalación fotovoltaica no deberá provocar averías en la red ni disminuciones en la seguridad.

Una vez puesta en marcha la instalación se asegurará para que no puedan crearse situaciones que pongan en riesgo la seguridad del personal de mantenimiento.

Los materiales situados a la intemperie deberán ser protegidos de la radiación solar y la humedad.

2.2. Módulos fotovoltaicos

Todos los módulos pertenecientes a la instalación cumplirán la norma UNE-EN 61215 para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino y se presentará el certificado de cualificación correspondiente.

Además deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

Se deberá visualizar claramente en los módulos el modelo y nombre o logotipo de la empresa fabricante así como un número de serie individual para la identificación de cada modulo y fecha de fabricación.

Los módulos serán previstos de diodos de derivación para evitar posibles averías en las células y sus circuitos y poseerán un grado de protección IP65.

Los módulos serán todos iguales, de las características especificadas anteriormente en la memoria para asegurar la compatibilidad entre ellos. Los marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable. Será deseable una alta eficiencia de las

células que lo componen. La estructura que soporta el generador estará conectada a tierra.

Para la aceptación de los módulos, la potencia máxima y la corriente de corto circuito reales deben estar comprendidas en un margen de $\pm 3\%$ de los valores nominales proporcionados por el catálogo.

Los módulos que presenten defectos de fabricación tales como roturas, manchas en cualquiera de sus elementos, falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante, serán rechazados.

Para facilitar el mantenimiento o reparación de los generadores y aportar seguridad a la instalación, esta será dotada de los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión de manera independiente.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un periodo mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

2.3. Estructura soporte

La estructura soporte deberá resistir, con los módulos ya instalados, a las sobrecargas provocadas por viento y nieve cumpliendo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación.

En el diseño y fabricación de la estructura se habrán contemplado las futuras dilataciones térmicas que sufrirá, para evitar la transmisión de cargas que puedan afectar a la integración de los módulos.

El número de puntos de sujeción de los módulos con la estructura soporte será el suficiente para que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación requeridos para el panel fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad del montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustitución de elementos.

La estructura estará protegida contra la acción de agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura, se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado y protección de la estructura.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

La tornillería debe ser de acero inoxidable exceptuando el caso de que la estructura sea galvanizada, admitiendo tornillos galvanizados. En cualquier caso, la sujeción de los módulos a ésta debe ser siempre de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

2.4. Inversores

Se seleccionará un inversor adecuado para la realización de la conexión a red, con una potencia de entrada variable para poder realizar la, en todo momento, de la máxima potencia suministrada por el generador a lo largo del día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

– UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.

– UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

– IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y compatibilidad electromagnética (ambas certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor vendrá dotado con las señalizaciones necesarias para su correcta manipulación e incorporará controles automáticos que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Al menos, cada inversor tendrá los siguientes controles manuales:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Los inversores poseerán las siguientes características eléctricas:

- Soportarán picos de un 30% superior a las condiciones estándar de medida durante periodos de hasta 10 segundos.
- A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor debe inyectar en red.
- El rendimiento de la potencia del inversor (relación entre la potencia activa de entrada y la potencia activa de salida), para una potencia de salida nominal del 50% y del 100% será como mínimo del 92% y 94% respectivamente.
- El autoconsumo de los equipos deberá ser menor del 2% de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia generado deberá ser superior a 0,95 entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.

Los inversores situados en el interior de edificios y lugares accesibles tendrán un grado de protección IP30.

Se garantizará el buen funcionamiento de los inversores en las condiciones ambientales de temperatura de entre 0°C y 45°C; y de humedad relativa de entre el 0% y el 85%.

Los inversores fotovoltaicos tendrán un periodo mínimo de funcionamiento de 3 años garantizado por el fabricante.

2.5. Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección suficiente para evitar caídas de tensión superiores al 1,5%.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos entre los diversos elementos, ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

2.6. Conexión a red

Todas las instalaciones de hasta 100 KW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

2.7. Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

2.8. Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

2.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto de 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

2.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

2.11. Medidas de seguridad

Las centrales fotovoltaicas estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que está conectada, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

Debe evitarse el funcionamiento no intencionado en isla. La protección anti-isla debe detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecte, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones correspondientes.

Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños ni sobretensiones.

3. Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento – albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en marcha, los elementos principales de la instalación (módulos, inversores y contadores) deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se elaborará un acta y se adjuntará con el certificado de calidad.

Las pruebas mínimas a realizar por el instalador, con independencia de la realización de las anteriores, son las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción a las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el acta de Recepción Provisional de la Instalación no se firmará hasta haber comprobado que todos los elementos que forman parte del suministro funcionan correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en el presente Pliego de Condiciones, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este periodo el suministrador será el único responsable de los materiales suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de 3 años, siendo la mínima de los módulos fotovoltaicos de 10 años contados a partir de la fecha de firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen son defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

4. Mantenimiento

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación que incluirá todos los elementos de la misma.

En este apartado, se especificarán las operaciones mínimas a realizar, necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de ésta. Se distinguen dos tipos de mantenimiento: mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo.

4.1. Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo son las inspecciones visuales, verificación de actuaciones y otras, que deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, durabilidad y protección de las instalaciones fotovoltaicas. La inspección será anual, realizando las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos con respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del inversor (funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.)
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales.

4.2. Mantenimiento correctivo

Por otro lado, el mantenimiento correctivo son todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil. Este mantenimiento incluye:

- La visita a la instalación en un plazo máximo de 10 días y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración de un presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias.
- Los costes económicos de mantenimiento correctivo forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento.

El mantenimiento deberá ser realizado por personal técnico cualificado. Se redactará un informe técnico de cada una de las visitas y se registrarán todas las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento.

4.3. Garantía de la instalación

El suministrador garantizará la instalación durante un periodo mínimo de 3 años para todos los materiales y procedimientos utilizados. Para los módulos, la garantía será de 10 años.

La garantía comprende la reparación o reposición de las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada, durante el plazo de vigencia de la garantía. Quedan también incluidos todos los demás gastos tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su devolución.

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica no autorizados por el suministrador.

5. Estudio Medioambiental

El impacto medioambiental de una instalación solar fotovoltaica instalada en la cubierta de una casa unifamiliar, como es el caso de éste proyecto, es prácticamente nulo. Se analizarán a continuación los posibles factores contaminantes a tener en cuenta.

• Ruidos

Los paneles solares fotovoltaicos no producen ruido alguno ya que para la generación de energía no necesitan la realización de movimientos que puedan causar ruidos. Se puede decir lo mismo del resto de componentes de la instalación, por tanto, no existe contaminación por ruidos.

• Emisiones gaseosas

Al no haber combustión por parte de ninguno de los equipos de la instalación, no se producirán emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

• Impacto visual

A la altura de la calle, el impacto visual de las placas solares es prácticamente nulo ya que la cubierta de la casa donde están colocadas es horizontal. Pueden ser visualizadas desde las viviendas vecinas al elevarse a una mayor altura. Aun así, al estar integradas en la cubierta no se considera que el impacto visual sea alto.

Por otro lado, el resto de la instalación permanece oculta a la vista ya que las líneas van enterradas y el inversor está situado en el interior de la vivienda.

- Vertido de residuos tóxicos

El funcionamiento de una instalación fotovoltaica no requiere el vertido de residuos tóxicos.

- Destrucción de flora y fauna

Ninguno de los equipos, ni en su montaje, funcionamiento o mantenimiento, destruye flora o fauna.

V. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

Se expondrá a continuación, la normativa y medidas de prevención y protección para una adecuada ejecución de la obra sin incidentes. Se tendrá en cuenta que la instalación es de baja tensión, y que los operarios deben estar cualificados para llevarla a cabo y conscientes de lo citado en el presente estudio básico de seguridad y salud.

1. Normativa

Según Real Decreto de 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud, al tratarse de una obra de presupuesto menor a 450.759,08 euros, con una duración estimada menor de 30 días empleándose en ningún momento mas de 20 trabajadores a la vez, siendo la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores menor de 500 y no construyéndose ni túneles ni galerías, se hace necesaria la realización, únicamente, de un Estudio Básico de Seguridad y salud.

La normativa aplicada para la realización de este estudio básico será la siguiente:

- RD. 486/97 Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- RD. 614/2001 Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- RD. 486/97 Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- RD. 1215/97 Disposiciones mínimas de seguridad y salud en la utilización de los equipos de trabajo. RD 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el RD 1215/97 por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo en materia de trabajos temporales en altura.
- RD. 2291/1985. Reglamento de aparatos de elevación y manutención. Completado por: RD. 474/1988 e ITC-MIE-AEM. RD 837/2003, por el que se aprueba la instrucción técnica complementaria MIE-AEM 4 del Reglamento de aparatos de Elevación y Manutención referente a “grúas móviles autopropulsadas usadas”.
- RD. 487/97 Disposiciones mínimas de seguridad y salud en la manipulación manual de cargas que entrañen riesgos dorso lumbares para los trabajadores.
- Ley 31/95 Ley de Prevención de Riesgos Laborales, reformado por la Ley 54/2003.
- RD. 39/97 Reglamento de los Servicios de Prevención.
- RD. 171/2004. Prevención de Riesgos Laborales en materia de coordinación de actividades empresariales. Aspectos vigentes de la Orden de 9 de marzo de 1971, por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- RD. 773/97 Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

2. Medidas de prevención y protección

Se enumerarán a continuación las prevenciones y protecciones que deben cumplirse según los posibles riesgos en esta obra.

Se distinguirá entre medidas de prevención y protección generales e individuales, dependiendo de si deben llevarse a cabo por la obra en general o por cada operario individualmente.

2.1. Medidas de prevención y protección general

- Los recortes y escombros sobrantes se irán retirando conforme se produzcan, a un lugar determinado, para su posterior recogida y retirada y, de ésta manera, evitar el riesgo de pisadas sobre objetos punzantes o cortantes.
- Se prohíbe abandonar en el suelo cuchillas cortantes, para evitar los accidentes por pisadas sobre objetos.
- No se conectarán ni pondrán en funcionamiento las partes móviles de una máquina, sin antes haber apartado de ellas las herramientas que se estén utilizando, para evitar el riesgo de proyección de objetos o fragmentos.
- Las operaciones de carga y descarga y el transporte en general, se hará con las debidas garantías de seguridad para el personal y para los materiales transportados, empleándose siempre que sea posible, elementos mecánicos que hagan el trabajo menos forzoso.
- El equipo de seguridad debe conservarse en buen estado. Si el equipo ha sufrido desperfectos, deberá solicitar el cambio por otro.
- Se utilizarán gafas de seguridad siempre que se efectúen o presencien trabajos en los que pueda producirse proyección de partículas sólidas o líquidas, deslumbramientos, etc.
- Siempre que exista riesgo de caída de objetos o materiales deberá usarse casco protector. Lo más aconsejable es llevarlo puesto permanentemente durante toda la jornada laboral.
- Los operarios de montaje deberán usar calzado de seguridad, que tendrá puntera reforzada, piso de goma con dibujo bien marcado y sin herrajes, para evitar resbalamientos y contactos eléctricos.
- Se utilizarán guantes de protección en todos aquellos trabajos en los que puedan producirse lesiones en las manos, como por ejemplo: manejo de chapas, perfiles y piezas cortantes, confección de plantillas con varillas, cincelar, burilar, esmerilar, amolar, etc.
- Para realizar trabajos con riesgos de carácter eléctrico, deberán usarse guantes aislantes apropiados o se desconectarán los circuitos.

- Las herramientas utilizadas estarán protegidas con material aislante para evitar descargas eléctricas.
- Es obligatorio el empleo de cinturones de seguridad con amortiguador de caída, en aquellos puestos de trabajo donde no exista una adecuada protección por andamios, pasillos, plataformas, etc.
- En general, el cinturón de seguridad deberá usarse para realizar cualquier clase de trabajo a una altura superior a tres metros y deberá sujetarse a puntos de fijación seguros.
- Cuando se realicen trabajos de soldadura, el trabajador estará protegido con manguitos, polainas, y mandil de soldador. Así mismo usará pantalla de protección del tipo sobre cabeza.
- No se abrirán nunca las protecciones de los aparatos eléctricos, y se respetará toda señal o protección destinadas a evitar el contacto del cuerpo con un hilo o pieza bajo tensión eléctrica.
- Se tomarán prevenciones para evitar los incendios, controlando los posibles puntos en los que se puedan originar. Para ello se prohíbe fumar dentro de la obra.
- Se deberán mantener altos estándares en cuanto al orden y limpieza de las zonas de trabajo en todas y cada una de las fases de la obra y, especialmente, en la zona de acopio de materiales.
- Las instrucciones sobre socorrismo, primeros auxilios y medidas a adoptar en caso de situaciones de emergencia, habrán de ser proporcionadas a quienes tengan encomendados cometidos relacionados con dichos aspectos y deberán figurar, además, por escrito, en lugares visibles y accesibles a todo el personal.
- Se dispondrá de un botiquín con los medios necesarios para efectuar las curas de urgencia en caso de accidente o lesión. El botiquín deberá situarse en lugar bien visible de la obra y convenientemente señalizado.
- En caso de caída desde altura o a distinto nivel y en el caso de accidente eléctrico, se supondrá siempre, que pueden existir lesiones graves. En consecuencia, se extremarán las precauciones de atención primaria en la obra, aplicando las técnicas especiales para la inmovilización del accidentado hasta la llegada de la ambulancia, y de reanimación en el caso de accidente eléctrico.

2.2. Medidas de prevención y protección individual

Del análisis de los riesgos anteriores, se indican a continuación los equipos de protección individual previstos para esta instalación:

- Botas de seguridad de loneta reforzada y serraje con suela contra los deslizamientos.
- Cascos de seguridad.
- Chaleco reflectante.
- Cinturón de seguridad anticaídas.
- Cinturones portaherramientas.
- Faja de protección contra sobreesfuerzos.
- Gafas de seguridad contra proyecciones e impactos.
- Mascarillas protectoras frente al polvo obtenido del corte de materiales cerámicos y metálicos.

Todos los equipos de protección deberán estar homologados según lo publicado en el B.O.E. num. 128 de 29 de Mayo de 1974: Orden por la que se regula la homologación de los medios de protección personal de los trabajadores.

Debe ser verificado si sigue vigente el periodo de vida útil de los materiales de protección ya que, pasado este periodo, la protección que ofrece desaparece y deben sustituirse por otros nuevos.

VI. ESTUDIO ECONÓMICO

En éste apartado se calculará el presupuesto de la instalación fotovoltaica, y se estudiará la rentabilidad de ésta mediante el cálculo del Valor Actual Neto (VAN), y de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

1. Presupuesto

En la siguiente tabla se recogen todos los artículos utilizados en la instalación y sus correspondientes precios.

CAPÍTULO I: EQUIPOS PRINCIPALES				
Artículo	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Precio TOTAL
Módulos fotovoltaicos ATERSA modelo A-250M GSE	22	Ud.	365,00	8.030,00
Estructura soporte ATERSA	22	Ud.	150,00	3.300,00
Inversor FRONIUS modelo IG PLUS 60 V-3	1	Ud.	1638,60	1638,60
TOTAL CAPÍTULO I				12.968,60

CAPÍTULO II: CABLEADO Y CABLEADO DE PROTECCIÓN				
Artículo	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Precio TOTAL
Cable Cu XLPE 0,6/1 KV $S = 2 \times 1,5 \text{ mm}^2$	8	m	0,15	1,2
Cable Cu XLPE 0,6/1 KV $S = 2 \times 4 \text{ mm}^2$	25	m	0,28	7
Cable Cu XLPE 0,6/1 KV $S = 4 \times 6 \text{ mm}^2$	17	m	2,10	35,70
Conductor para protección $S = 2,5 \text{ mm}^2$	14	m	0,14	1,96
Conductor para protección $S = 4 \text{ mm}^2$	8	m	0,18	1,44
Conductor para protección $S = 6 \text{ mm}^2$	8	m	0,23	1,84
Tomas de tierra realizadas con picas de Cu – Acero de 1,5 m de longitud	4	Ud.	15,40	61,6
TOTAL CAPÍTULO II				110,74

CAPÍTULO III: CONEXIONES Y PROTECCIONES				
Artículo	Cantidad	Unidad	Precio unitario	Precio TOTAL
Cuadro seguidor de continua Schneider modelo mini Kaedra 1 fila 8 módulos	1	Ud.	32,21	32,21
Cuadro general de continua Schneider modelo mini Pragma 1 fila 6 módulos	1	Ud.	18,83	18,83
Cuadro de Contadores y Protecciones AC PINAZO modelo PNZ-AR-FV-1TEP-UF	1	Ud.	588,60	588,60
Canaleta Quintela de 16x16 mm	8	m	1,60	12,80
Tubo AISCAN-CR-25	48	m	0,88	42,40
Fusible ABB modelo E 9F10 PV	4	Ud.	20,19	80,76
Portafusibles ABB modelo E92/32	2	Ud.	14,48	28,96
Interruptor Seccionador ABB S80-2PV-M32	1	Ud.	114,54	114,54
Descargador ABB modelo OVR-PV-40-600P	2	Ud.	250,70	501,40
Interruptor magnetotérmico ABB modelo S80-2PV-S32	1	Ud.	141,52	141,52
Interruptor magnetotérmico Schneider modelo iDPN N 3P+N 25A	1	Ud.	116,25	116,25
Interruptor Diferencial Schneider modelo IID 25A 30mA 4p clase A	1	Ud.	511,51	511,51
Contador bidireccional trifásico	1	Ud.	248,27	248,27
TOTAL CAPÍTULO III				2438,05

CAPÍTULO IV: INGENIERÍA Y MANO DE OBRA				
Proyecto	1	Ud.	1.500,00	1.500,00
Accesorios y mano de obra	1	Ud.	2680,00	2680,00
TOTAL CAPÍTULO IV				4180,00

Tabla 21: Presupuesto

RESUMEN ECONÓMICO	
CAPÍTULO I :EQUIPOS PRINCIPALES	12.968,60
CAPÍTULO II: CABLEADO Y CABLEADO DE PROTECCIÓN	110,74
CAPITULO III: CONEXIONES Y PROTECCIONES	2438,05
CAPÍTULO IV: INGENIERÍA Y MANO DE OBRA	4180,00
TOTAL CAPITULOS	19.697,39
21% I.V.A.	4136,45
TOTAL PRESUPUESTO	23.833,84

Tabla 22: Resumen económico del presupuesto

2. Cálculo del VAN y TIR

• VAN

El VAN refleja si es rentable acometer un proyecto o no. Si se obtiene un valor del VAN negativo, el proyecto no es rentable, si el valor obtenido es cero, el proyecto es indiferente y, si el resultado es positivo, la inversión finalmente resulta rentable.

El VAN sigue la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{I_i - G_i}{(1 + d)^n}$$

Donde:

VAN Es el valor actual neto

I_i Son los ingresos anuales que, en el presente proyecto, será la cantidad de dinero ahorrado por no consumir energía eléctrica de la compañía.

G_i Son los gastos anuales que produce la instalación fotovoltaica que serán debidos al mantenimiento.

d Es la tasa de descuento.

n Es el número de años de vida útil que va a tener la instalación.

El desembolso inicial es el presupuesto total calculado anteriormente. Se van a considerar unos gastos de mantenimiento anuales de 200 €. Se tendrá una tasa de descuento del 4% y se estima que la vida útil de la instalación va a ser de 25 años.

En cuanto a los ingresos, se debe tener en cuenta la producción de la instalación, el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) de Unión Fenosa el cual tiene un valor actual de 0,1241 €/kWh, el I.V.A. del 21% y la tasa de generación eléctrica del 5%, de manera que los ingresos se calcularán de la siguiente manera:

$$I_i = P_i \cdot PVPC \cdot T$$

Donde:

- I_i Son los ingresos anuales.
- P_i Es la producción anual de la instalación la cual permanece constante a lo largo de la vida útil de la instalación con un valor de 8090 kWh.
- PVPC Es el precio voluntario para el pequeño consumidor.
- T Son las tasas mencionadas anteriormente.

Por lo tanto, se obtendrán unos ingresos anuales constantes de constantes desde el año uno al año veinticinco de 1.223,21 €

Aplicando la expresión del VAN y con los parámetros anteriores se obtiene un valor del VAN de -6740,21 €, lo que quiere decir que el proyecto no sería rentable.

• TIR

El TIR es otro método de estudio para el cálculo de la rentabilidad de un proyecto. Consiste en calcular la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a 0.

$$0 = \sum_{i=1}^n \frac{I_i - G_i}{(1 + TIR)^n}$$

Donde:

- TIR Es la tasa interna de retorno.
- I_i Son los ingresos anuales que, en el presente proyecto, será la cantidad de dinero ahorrado por no consumir energía eléctrica de la compañía.
- G_i Son los gastos anuales que produce la instalación fotovoltaica que serán debidos al mantenimiento.
- d Es la tasa de descuento.
- n Es el número de años de vida útil que va a tener la instalación.

Los valores para el cálculo del TIR permanecerán constantes con respecto al VAN. Mediante una hoja de cálculo obtenemos que el TIR tiene un valor de 0,67%, el cual es menor que la tasa de descuento considerada para éste proyecto del 4%.

VII. CONCLUSIONES

Se elaborará una conclusión de todos los cálculos realizados a lo largo del proyecto, empezando por las implicaciones que tiene el hecho de construir una vivienda con un buen aislamiento, hasta el certificado energético resultante de la vivienda.

La mayoría del gasto energético de una vivienda procede del aire acondicionado y de la calefacción. La solución a este problema es el aumento del aislamiento, sobre todo en las paredes de la vivienda, ya que constituyen la mayor parte de la envolvente térmica. En el presente proyecto, se ha planteado un método de construcción con una resistencia de aislamiento 8 veces mayor que el mínimo exigido por el CTE. Esto hace que los gastos en calefacción y aire acondicionado se reduzcan alrededor de un 50%.

Una vez calculado el consumo de energía anual de la vivienda considerando el aumento del aislamiento, y sabiendo que en la vivienda se van a instalar los electrodomésticos con mayor eficiencia del mercado, se ha dimensionado el campo fotovoltaico obteniendo un total de 21 módulos. Se llega a la conclusión de que, para que la tensión llegue a los mínimos requeridos por los inversores trifásicos, es necesario instalar como mínimo 11 paneles en serie, lo que nos lleva a tener un total de 22 paneles con 11 paneles en serie y 2 ramales.

Con todos los componentes de la instalación calculados y definidos, se procede a realizar el presupuesto y el estudio económico mediante el VAN y el TIR. Como se ha detallado en el anterior apartado, el resultado obtenido por ambos métodos nos indica que el proyecto no es rentable acometerlo. Esto sucede ya que, a lo largo de los 10 últimos años, el PVPC ha ido disminuyendo progresivamente, haciendo que la producción de energía tenga menor valor y, por tanto, el ahorro económico producido al instalar placas solares sea cada vez menor.

No obstante, aunque en éste momento no sea rentable la instalación de placas fotovoltaicas para éstas características de funcionamiento y empleo, siempre hay que tener en cuenta el beneficio ambiental que se está aportando ya que, con la instalación de placas fotovoltaicas, esta vivienda no tiene emisiones de CO₂.

VIII. BIBLIOGRAFÍA

Libros y documentación utilizada

- “Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica (Volumen I y II)”. Ministerio de Educación y Ciencia. Ed. Ciemat.
- “Calefacción, ventilación y aire acondicionado: análisis y diseño”. Faye C. McQuiston, Jerald D. Parker, Jeffrey D. Spitler. Ed. Limusa Wiley
- “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”. IDAE. 2011.
- “Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión” Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- “Guía Técnica. Diseño y Cálculo de Aislamiento Térmico de Conducciones, Aparatos y Equipos”. IDAE. 2007
- “Catálogo de Elementos Constructivos del CTE”. Instituto Eduardo Torroja de ciencias de la construcción. Ministerio de Vivienda. 2010.
- Apuntes de clase. Asignatura Generación Eólica y Fotovoltaica. 2013.

Programas informáticos utilizados

AutoCAD 2013
PVsyst V6.0.7
CEXv 1.3

Páginas web

www.idae.es (Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético)

www.fenercom.es (Fundación de la Energía de la comunidad de Madrid)

www.aemet.es (Agencia Estatal de Meteorología)

www.codigotecnico.org (Documentos que constituyen el Código Técnico de la Edificación)

www.atersa.es (Empresa de material fotovoltaico proveedora de los paneles solares y la estructura)

www.fronius.es (Empresa de material fotovoltaico proveedora del inversor)

www.schneider.es (Empresa de material eléctrico)

www.abb.es (Empresa de material eléctrico)

www.pinazo.com (Empresa de material eléctrico)

www.aiscan.com (Empresa de material eléctrico)

www.quintela.es (Empresa de material eléctrico)

IX. PLANOS

IX. PLANOS

Irán adjuntos al proyecto los siguientes planos:

PLANO 1 Situación

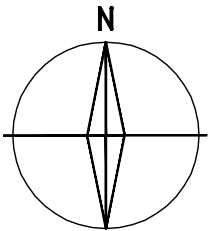
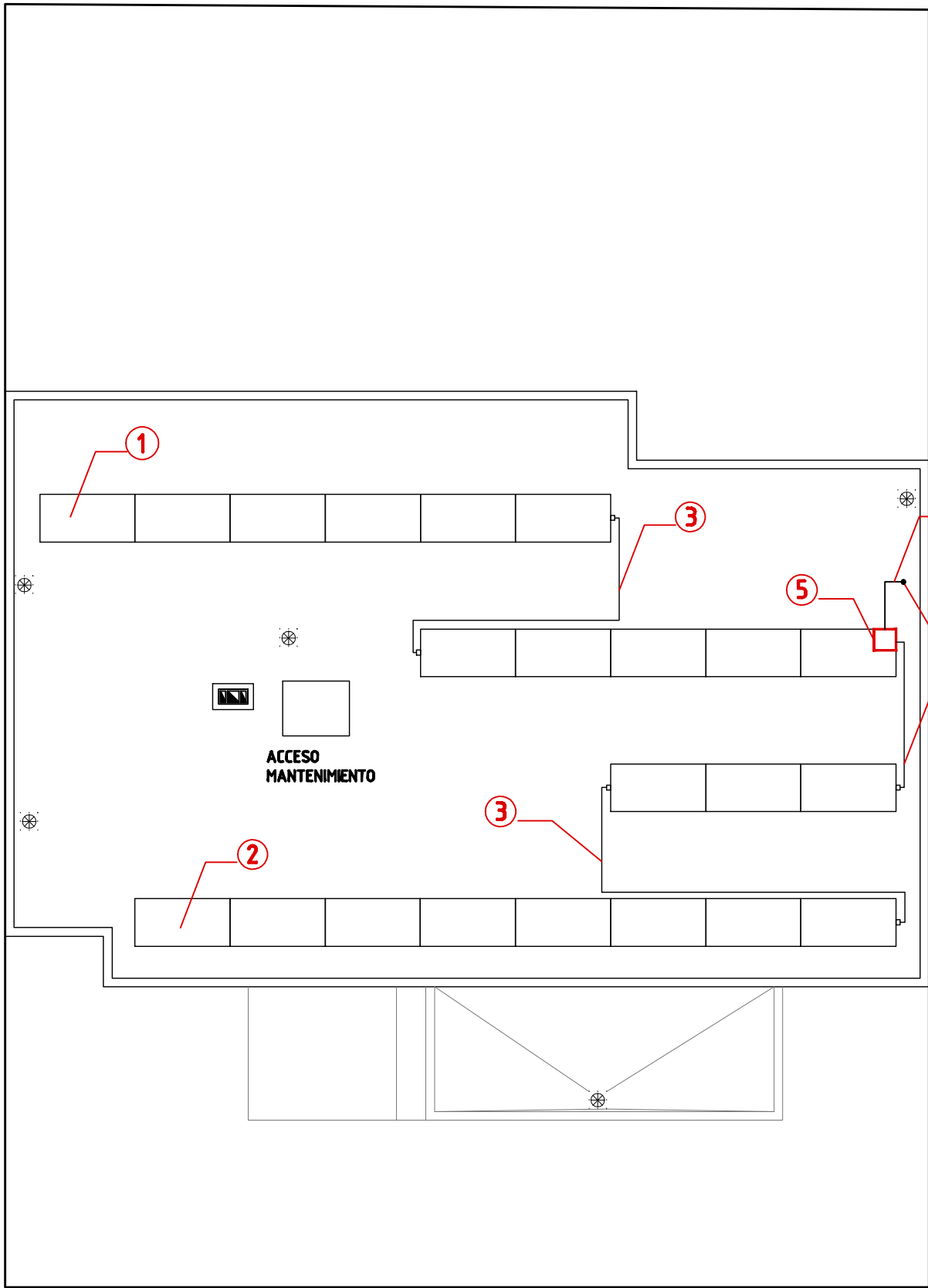
PLANO 2 Planta Cubierta

PLANO 3 Planta primera. Usos y Superficies

PLANO 4 Planta de Acceso. Usos y Superficies

PLANO 5 Planta Sótano. Usos y Superficies

PLANO 6 Esquema Unifilar



LEYENDA ELÉCTRICA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

- ① RAMAL 1
Paneles ATERSA modelo A-250M GSE
- ② RAMAL 2
Paneles ATERSA modelo A-250M GSE
- ③ Conexiones en serie de los paneles
- ④ TRAMO 1 Conexión paneles con CSC
Cable 0,6/1 kV XLPE S=2x1,5mm²
- ⑤ CSC Cuadro Seguidor de Continua
- ⑥ TRAMO 2 Conexión CSC con CGC
Cable 0,6/1 kV XLPE S=2x4mm²
- ⑦ Bajada desde Azotea a Sótano mediante
Tubo PVC corrugado $\phi=25$ mm
- ⑧ CGC Cuadro General de Continua
- ⑨ TRAMO 3 Conexión CGC con Inversor
Cable 0,6/1 kV XLPE S=2x4mm²
- ⑩ INVERSOR Fronius modelo IG PLUS 60 V-3
- ⑪ TRAMO 4 Conexión Inversor con C.C.yP.AC
Cable 0,6/1 kV XLPE S=4x6mm²
- ⑫ Subida desde Sótano a C.C.yP.AC mediante
Tubo PVC corrugado
- ⑬ C.C.yP.AC Cuadro de Contadores y Protecciones AC

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

PROYECTO:
**DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS
DE UNA VIVIENDA HABITUAL PARA CONSEGUIR
UN BALANCE ENERGÉTICO ANUAL EQUILIBRADO**

SITUACION:
**Calle Doñana, nº 29
CIEMPOZUELOS (MADRID)**

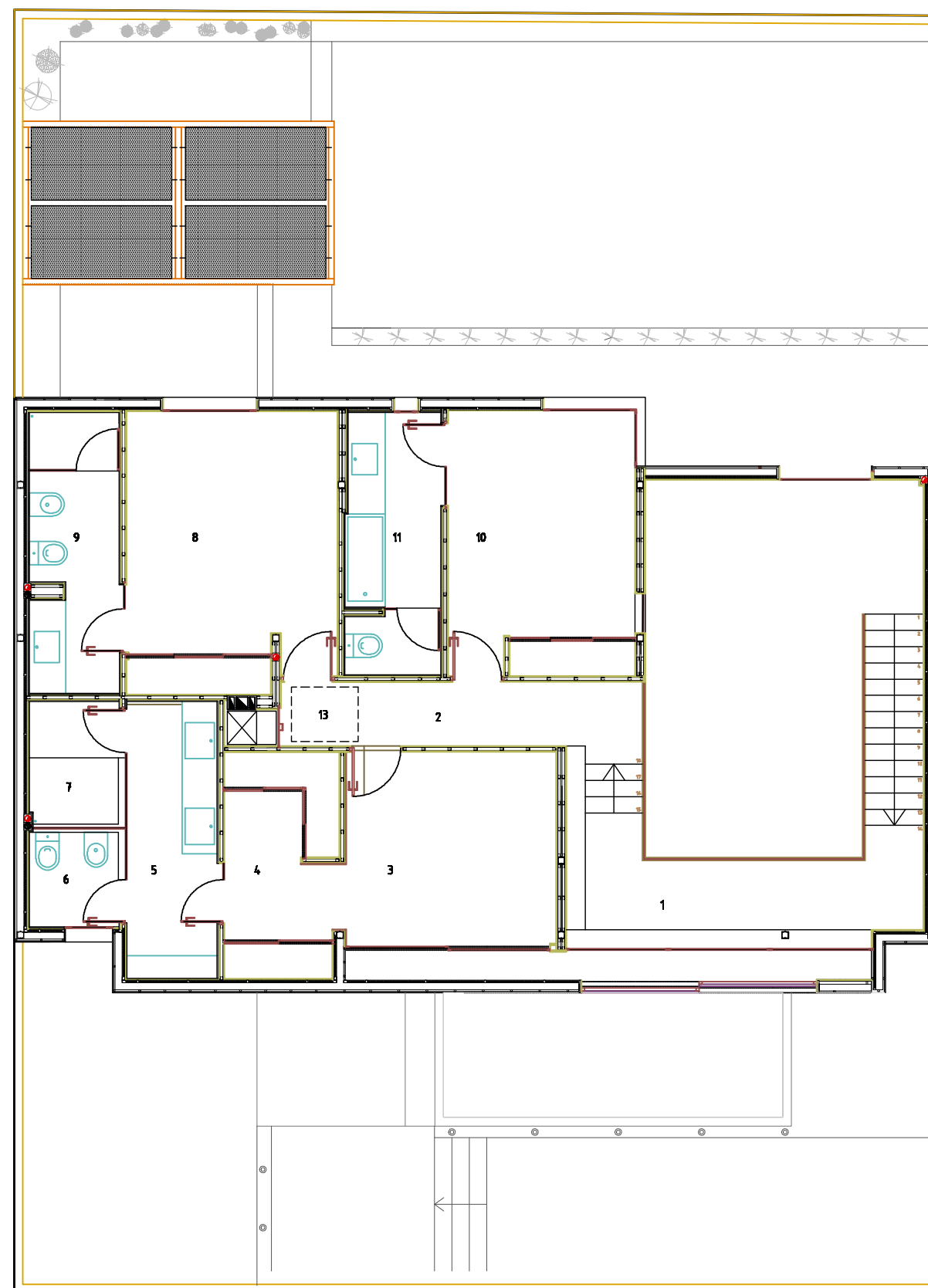
PLANO N°:
2

ESCALA:
1/100

FECHA:
JUNIO-2015

PLANO:
PLANTA CUBIERTA

AUTORA:
BLANCA MARÍA ARENAS DÍEZ



PLANTA PRIMERA

Leyenda de Superficies

1.biblioteca	9.49 m ²
2.distribuidor	6.86 m ²
3.dormitorio principal	12.74 m ²
4.vestidor	7.38 m ²
5.lavabo	7.50 m ²
6.baño	2.58 m ²
7.ducha	3.30 m ²
8.dormitorio 1	17.30 m ²
9.baño 1	7.27 m ²
10.dormitorio 2	14.76 m ²
11.baño 2	7.50 m ²
12.terraza	4.31 m ²
13. acceso a cubierta	

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

PROYECTO:

**DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS
DE UNA VIVIENDA HABITUAL PARA CONSEGUIR
UN BALANCE ENERGÉTICO ANUAL EQUILIBRADO**

SITUACION:

**Calle Doñana, nº 29
CIEMPOZUELOS (MADRID)**

PLANO N°:

3

ESCALA:

1/100

FECHA:

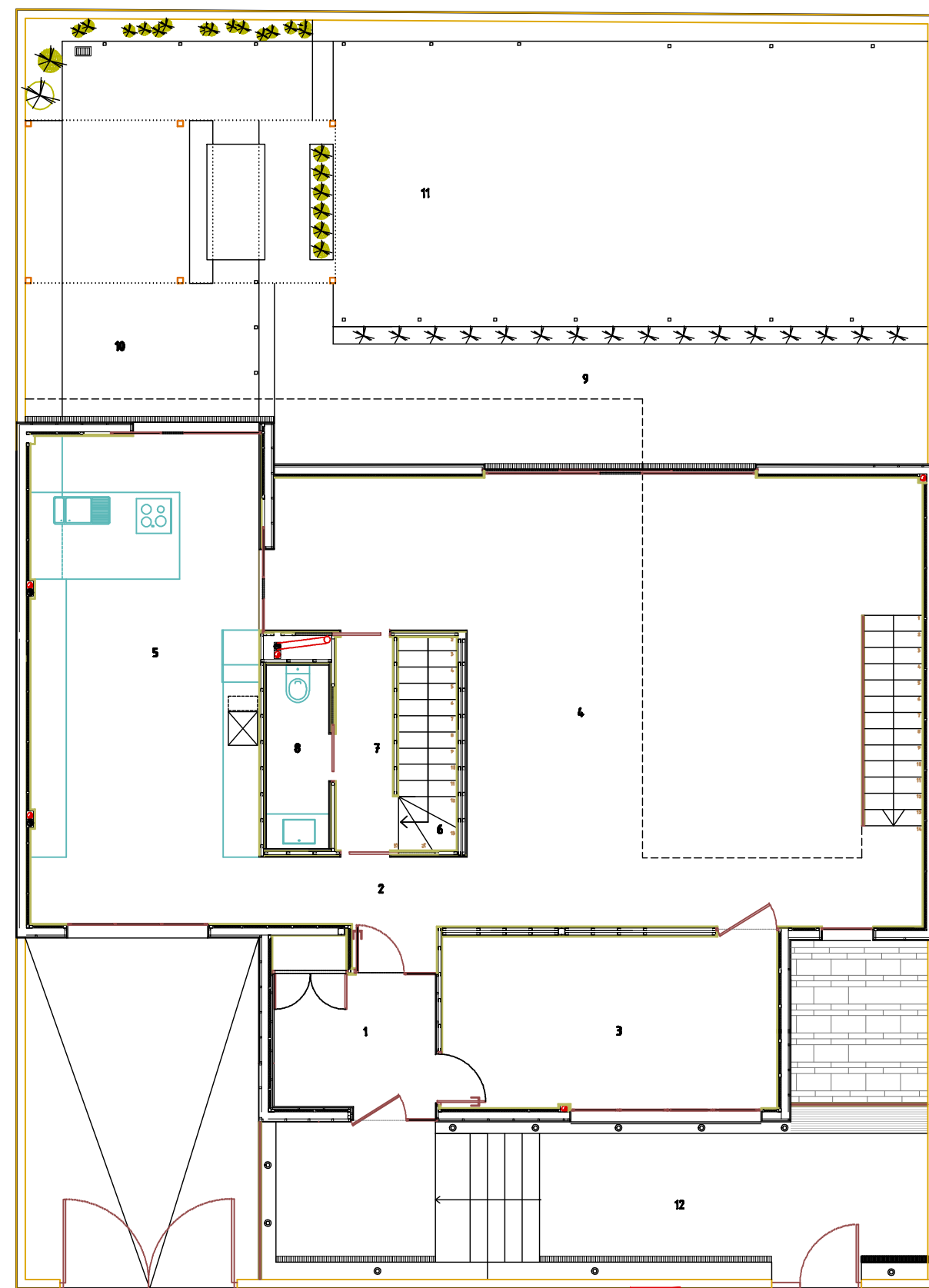
JUNIO-2015

PLANO:

**PLANTA PRIMERA
USOS Y SUPERFICIES**

AUTORA:

BLANCA MARÍA ARENAS DÍEZ



PLANTA ACCESO

13

Leyenda de Superficies	
1. acceso	7.59 m ²
2. recibidor	4.71 m ²
3. despacho	17.25 m ²
4. salón-comedor	71.48 m ²
5. cocina	33.20 m ²
6. escalera de garaje	3.61 m ²
7. distribuidor	3.80 m ²
8. aseo	3.39 m ²
9. porche trasero	26.46 m ²
10. barbacoa	30.21 m ²
11. solarium	74.43 m ²
12. entrada principal	32.18 m ²

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

PROYECTO:

DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE UNA VIVIENDA HABITUAL PARA CONSEGUIR UN BALANCE ENERGÉTICO ANUAL EQUILIBRADO

SITUACION:

Calle Doñana, nº 29
CIEMPOZUELOS (MADRID)

PLANO N°:

4

ESCALA:

1/100

FECHA:

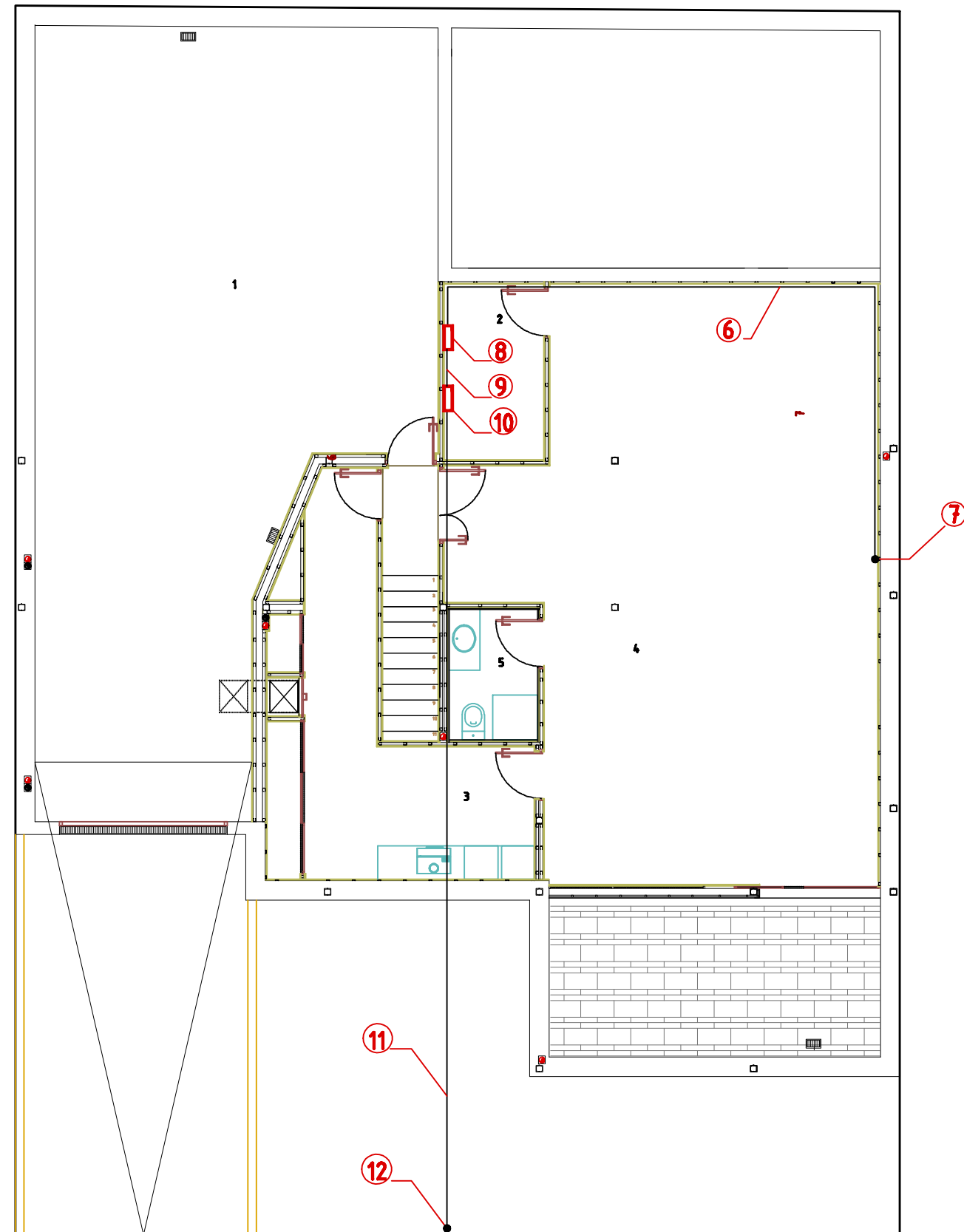
JUNIO-2015

AUTORA:

BLANCA MARÍA ARENAS DÍEZ

PLANO:

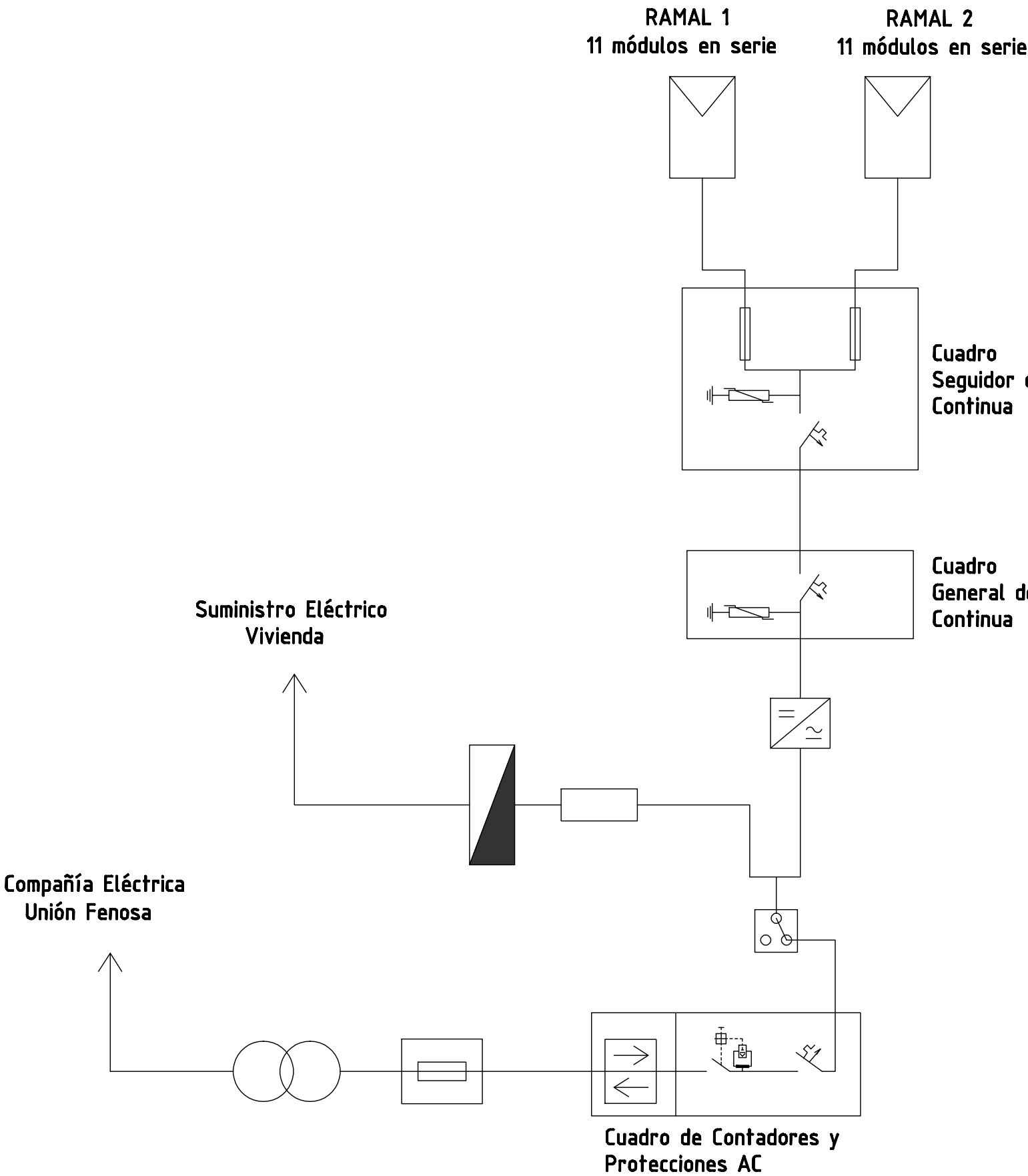
PLANTA DE ACCESO
USOS Y SUPERFICIES



PLANTA SÓTANO

Leyenda de Superficies	
1.garaje	80.31 m ²
2.cuarto de instalaciones	5.67 m ²
3.distribuidor	6.33 m ²
4.almacén/lavandería	9.89 m ²
5.aseo	3.71 m ²
6.sala de juegos	68.20 m ²
7.patio	17.61 m ²

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID			
PROYECTO: DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE UNA VIVIENDA HABITUAL PARA CONSEGUIR UN BALANCE ENERGÉTICO ANUAL EQUILIBRADO		PLANO: PLANTA SÓTANO USOS Y SUPERFICIES	
SITUACION: Calle Doñana, nº 29 CIEMPOZUELOS (MADRID)			
PLANO N°: 5	ESCALA: 1/100	FECHA: JUNIO-2015	AUTORA: BLANCA MARÍA ARENAS DÍEZ



LEYENDA

	Panel Fotovoltaico
	Fusible 10A CC
	Descargador Clase II
	Interruptor Automático Magnetotérmico
	Inversor
	Conmutador
	Interruptor Diferencial
	Contador Bidireccional
	CGP Caja General de Protección
	ICP Interruptor de Control de Potencia
	CGP Cuadro General de Protección Vivienda

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID			
PROYECTO: DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE UNA VIVIENDA HABITUAL PARA CONSEGUIR UN BALANCE ENERGÉTICO ANUAL EQUILIBRADO		PLANO: ESQUEMA UNIFILAR	
SITUACION: Calle Doñana, nº 29 CIEMPOZUELOS (MADRID)			
PLANO N°: 6	ESCALA: S/N	FECHA: JUNIO-2015	AUTORA: BLANCA MARÍA ARENAS DÍEZ

X. ANEXOS

X. ANEXOS

Se incluirán en el proyecto los siguientes anexos:

ANEXO I

CERTIFICADO ENERGÉTICO

ANEXO II

HOJAS DE CARACTERÍSTICAS DE LOS
COMPONENTES DE LA INSTALACION
FOTOVOLTAICA

CERTIFICADO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE EDIFICIOS EXISTENTES

IDENTIFICACIÓN DEL EDIFICIO O DE LA PARTE QUE SE CERTIFICA:

Nombre del edificio	Vivienda		
Dirección	C/ Doñana, 29		
Municipio	Ciempozuelos	Código Postal	28350
Provincia	Madrid	Comunidad Autónoma	Comunidad de Madrid
Zona climática	D3	Año construcción	2015
Normativa vigente (construcción / rehabilitación)	C.T.E.		
Referencia/s catastral/es	2345634		

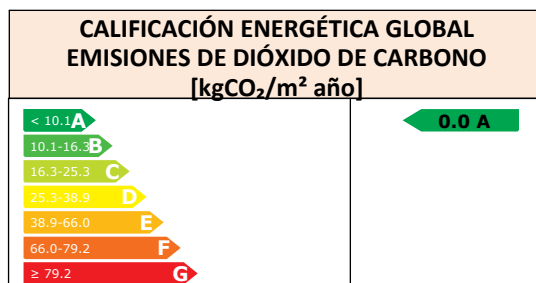
Tipo de edificio o parte del edificio que se certifica:

<input checked="" type="checkbox"/> Vivienda <input type="checkbox"/> Unifamiliar <input type="checkbox"/> Bloque <input type="checkbox"/> Bloque completo <input type="checkbox"/> Vivienda individual	<input checked="" type="checkbox"/> Terciario <input type="checkbox"/> Edificio completo <input type="checkbox"/> Local
---	---

DATOS DEL TÉCNICO CERTIFICADOR:

Nombre y Apellidos	Blanca Arenas Díez	NIF	50492607B
Razón social	Proyecto	CIF	1242354
Domicilio	Avda. del Consuelo, 7		
Municipio	Ciempozuelos	Código Postal	28350
Provincia	Madrid	Comunidad Autónoma	Comunidad de Madrid
e-mail	blanca.arenas@gmail.com		
Titulación habilitante según normativa vigente	Grado en Ingeniería Eléctrica		
Procedimiento reconocido de calificación energética utilizado y versión:	CE ³ X v1.3		

CALIFICACIÓN ENERGÉTICA OBTENIDA:



El técnico certificador abajo firmante certifica que ha realizado la calificación energética del edificio o de la parte que se certifica de acuerdo con el procedimiento establecido por la normativa vigente y que son ciertos los datos que figuran en el presente documento, y sus anexos:

Fecha: 12/5/2015

Firma del técnico certificador

Anexo I. Descripción de las características energéticas del edificio.

Anexo II. Calificación energética del edificio.

Anexo III. Recomendaciones para la mejora de la eficiencia energética.

Anexo IV. Pruebas, comprobaciones e inspecciones realizadas por el técnico certificador.

Registro del Órgano Territorial Competente:

ANEXO I

DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS DEL EDIFICIO

En este apartado se describen las características energéticas del edificio, envolvente térmica, instalaciones, condiciones de funcionamiento y ocupación y demás datos utilizados para obtener la calificación energética del edificio.

1. SUPERFICIE, IMAGEN Y SITUACIÓN

Superficie habitable [m ²]	588.9
Imagen del edificio	Plano de situación
	

2. ENVOLVENTE TÉRMICA

Cerramientos opacos

Nombre	Tipo	Superficie [m ²]	Transmitancia [W/m ² ·K]	Modo de obtención
Cubierta con aire	Cubierta	195.5	0.34	Estimado
Muro de fachada	Fachada	396.71	0.08	Conocido
Suelo con terreno	Suelo	163.47	0.49	Por defecto

Huecos y lucernarios

Nombre	Tipo	Superficie [m ²]	Transmitancia [W/m ² ·K]	Factor solar	Modo de obtención. Transmitancia	Modo de obtención. Factor solar
Hueco	Hueco	33.62	1.24	0.40	Conocido	Conocido

3. INSTALACIONES TÉRMICAS

Generadores de calefacción

Nombre	Tipo	Potencia nominal [kW]	Rendimiento [%]	Tipo de Energía	Modo de obtención

Generadores de refrigeración

Nombre	Tipo	Potencia nominal [kW]	Rendimiento [%]	Tipo de Energía	Modo de obtención

Instalaciones de Agua Caliente Sanitaria

Nombre	Tipo	Potencia nominal [kW]	Rendimiento [%]	Tipo de Energía	Modo de obtención
Equipo ACS	Caldera Estándar		100.0	Electricidad	Estimado

ANEXO II CALIFICACIÓN ENERGÉTICA DEL EDIFICIO

Zona climática	D3	Uso	Unifamiliar
----------------	----	-----	-------------

1. CALIFICACIÓN ENERGÉTICA DEL EDIFICIO

INDICADOR GLOBAL		INDICADORES PARCIALES			
<div><div>< 10.1A</div><div>10.1-16.3B</div><div>16.3-25.3C</div><div>25.3-38.9D</div><div>38.9-66.0E</div><div>66.0-79.2F</div><div>≥ 79.2G</div></div>	<div>0.0A</div>	CALEFACCIÓN		ACS	
		A		A	
		Emisiones calefacción [kgCO ₂ /m ² año]		Emisiones ACS [kgCO ₂ /m ² año]	
		0.00		0.00	
		REFRIGERACIÓN		ILUMINACIÓN	
		A		-	
		Emisiones refrigeración [kgCO ₂ /m ² año]		Emisiones iluminación [kgCO ₂ /m ² año]	
0.00		0.00		-	

La calificación global del edificio se expresa en términos de dióxido de carbono liberado a la atmósfera como consecuencia del consumo energético del mismo.

2. CALIFICACIÓN PARCIAL DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN

La demanda energética de calefacción y refrigeración es la energía necesaria para mantener las condiciones internas de confort del edificio.

DEMANDA DE CALEFACCIÓN		DEMANDA DE REFRIGERACIÓN	
<div><div>< 23.8A</div><div>23.8-38.6B</div><div>38.6-59.9C</div><div>59.9-92.1D</div><div>92.1-149.8E</div><div>149.8-175.3F</div><div>≥ 175.3G</div></div>	<div>17.54A</div>	<div><div>< 7.2A</div><div>7.2-10.4B</div><div>10.4-14.8C</div><div>14.8-21.5D</div><div>21.5-26.5E</div><div>26.5-32.6F</div><div>≥ 32.6G</div></div>	<div>5.4A</div>
Demanda global de calefacción [kWh/m² año]		Demanda global de refrigeración [kWh/m² año]	
17.54		5.40	

3. CALIFICACIÓN PARCIAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA

Por energía primaria se entiende la energía consumida por el edificio procedente de fuentes renovables y no renovables que no ha sufrido ningún proceso de conversión o transformación.

INDICADOR GLOBAL		INDICADORES PARCIALES			
<div><div>< 44.6A</div><div>44.6-72.3B</div><div>72.3-112.1C</div><div>112.1-172.3D</div><div>172.3-303.7E</div><div>303.7-382.7F</div><div>≥ 382.7G</div></div>	<div>33.51 A</div>	CALEFACCIÓN		ACS	
		A		A	
		Energía primaria calefacción [kWh/m² año]		Energía primaria ACS [kWh/m² año]	
		0.00		0.00	
		REFRIGERACIÓN		ILUMINACIÓN	
		A		-	
		Energía primaria refrigeración [kWh/m² año]		Energía primaria iluminación [kWh/m² año]	
Consumo global de energía primaria [kWh/m² año]		0.00		-	
33.51					

ANEXO III

RECOMENDACIONES PARA LA MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

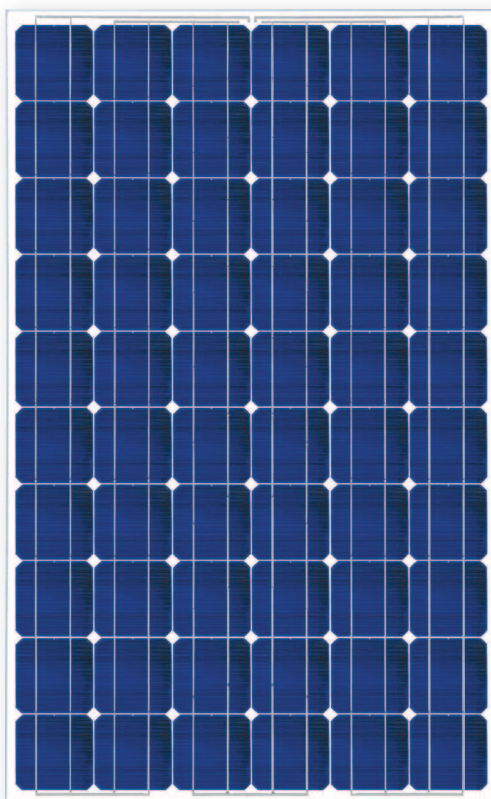
ANEXO IV PRUEBAS, COMPROBACIONES E INSPECCIONES REALIZADAS POR EL TÉCNICO CERTIFICADOR

Se describen a continuación las pruebas, comprobaciones e inspecciones llevadas a cabo por el técnico certificador durante el proceso de toma de datos y de calificación de la eficiencia energética del edificio, con la finalidad de establecer la conformidad de la información de partida contenida en el certificado de eficiencia energética.

COMENTARIOS DEL TÉCNICO CERTIFICADOR



 **ptimum**
nueva gama



Módulo solar fotovoltaico

A-xxxM GSE (250/255/260/265/270 W)

- **Optimice sus instalaciones.**
- **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento.




A-xxxM GSE (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas

Potencia Máxima (Pmax)	250 W	255 W	260 W	265 W	270 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	31.31 V	31.57 V	31.80 V	32.08 V	32.31 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	7.99 A	8.08 A	8.18	8.27 A	8.36 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	38.03 V	38.32 V	38.61	38.86 V	39.12 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8.52 A	8.60 A	8.69	8.79 A	8.88 A
Eficiencia del Módulo (%)	15.34	15.65	15.95	16.26	16.57
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5				
Máxima Serie de Fusibles (A)	15				
Máxima Tensión del Sistema	DC 1000 V (IEC) / DC 600 V (UL)				
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	46±2				

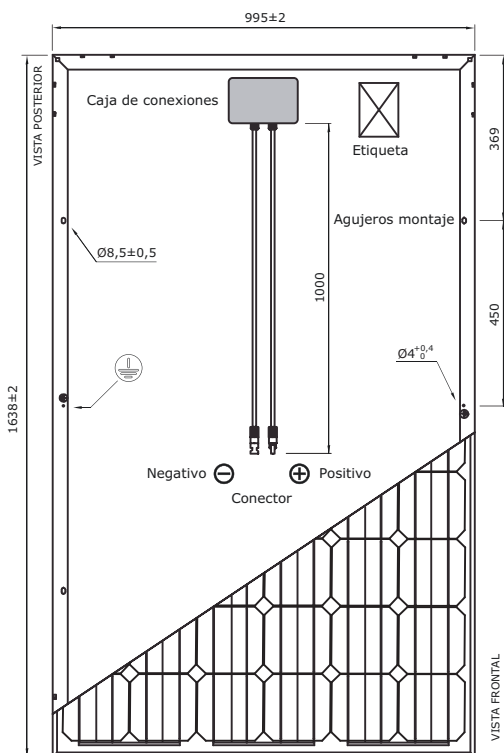
Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	1638x995x40 mm.
Peso	18.7 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Materiales de construcción

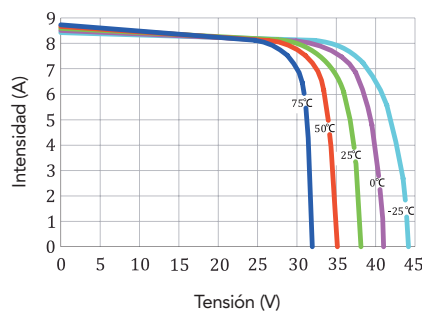
Cubierta frontal (material/tipo/espesor)	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	60 células (6x10)/Monocristalina/156 x 156 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP65/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Connector	1000 mm./4 mm²/Compatible MC4

Vista genérica construcción módulo


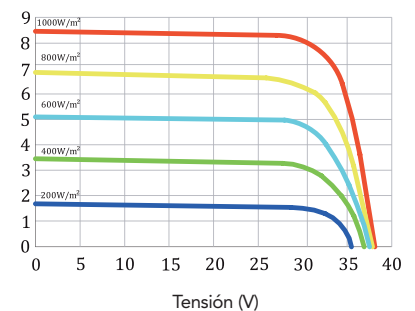
El dibujo no está a escala

Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.09% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.32% /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.41% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

Temperatura Varía (A-250M GSE)

Embalaje

Módulos/palé	26 pzas
Palés/contenedor 40'	28 pzas
Módulos/contenedor 40'	728 pzas

Irradiación Varía


NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

If you use this site, you agree to our use of cookies. More information

FRONIUS ESPAÑA



Fronius IG Plus 60 V-3



Inversor trifásico con una potencia máxima de salida de 6,0 kW



La serie de inversores Fronius IG Plus es sinónimo de:

- + Máxima seguridad de rendimiento
- + Máxima fiabilidad
- + Primer equipo versátil

El Fronius IG Plus 60 V-3 también desempeña un papel importante en la gestión de la red a través de:

- + Posibilidad de inyectar energía reactiva
- + Inyección en trifásica
- + Contribuye a la estabilidad y fiabilidad de la red

Con el Fronius IG Plus 60 V-3 usted apuesta por la seguridad, en términos de gestión de la red, rendimiento y requisitos que pueden ser impuestos por las empresas de suministro de energía.

Datos técnicos

DATOS DE ENTRADA	Fronius IG Plus 60 V-3
Potencia máxima CC con coseno $\varphi=1$	6.300 W
Máx. corriente de entrada	27,5 A
Máx. corriente de cortocircuito por serie FV	41,3 A
Máx. tensión de entrada	600 V
Rango de tensión MPP	230 - 500 V
DATOS DE SALIDA	
Potencia nominal CA	6.000 W
Máx. potencia de salida	6.000 VA
Máx. corriente de salida	8,7 A
Máx. rendimiento	95,9 %
Rendimiento europeo	95,0 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %
Acoplamiento a la red	3~NPE 400 V / 230 V
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %
Factor de potencia	0,75 - 1 ind./cap.
Consumo nocturno	< 1 W
DATOS GENERALES	
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	1.263 x 434 x 250 mm
Peso	49,2 kg
Tipo de protección	IP 54*
Concepto de inversor	Transformador AF
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada
Instalación	Instalación interior y exterior
Margen de temperatura ambiente	-25 - +55°C
Humedad de aire admisible	0 - 95 %
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	
Medición del aislamiento CC	Advertencia/desconexión (según configuración de país) con Riso < 500 kOhmios
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia
Seccionador CC	Integrado
INTERFACES	
Opcional con Fronius Datamanager	WLAN, Ethernet, Modbus TCP, 6 inputs digitales, 4 inputs/outputs digitales, Datalogger, Servidor web

*Por favor lea las instrucciones en el manual para la correcta instalación del inversor.

Reservado el derecho a modificaciones técnicas.

Características de equipamiento

Puesta a tierra in situ

Decida in situ si quiere conectar los módulos en tierra o no. Colocar el fusible, activar el software y listo para realizar la puesta a tierra.

Para exterior e interior

Todos los aparatos Fronius IG Plus disponen de una robusta y elegante caja de metal. Esta caja es resistente a la luz ultravioleta y está protegida contra la corrosión, por lo que se puede utilizar tanto en el interior como en el exterior.

Seccionador CC integrado

No se requiere ninguna instalación adicional ni ningún cableado adicional. Máximo confort y seguridad según la norma DIN-VDE 0100-712.

Novedoso sistema de enchufe de potencia

La zona de conexión y las partes de potencia se montan por separado. Muy sencillo, muy seguro: primero se monta de la forma habitual el área de conexión en la pared. Después, simplemente se enchufa la etapa de potencia. El enchufe de potencia convierte las dos partes en una unidad fija. La parte de conexión permanece en la pared durante el servicio, por lo que se guardan todos los ajustes y todas las configuraciones iniciales.

Dokumente/Downloads

Tecnología



Concepto MIX™ de Fronius

Gracias a la sofisticada combinación de varias etapas de potencia, los inversores Fronius consiguen siempre el máximo rendimiento incluso en carga parcial. De ello se encarga el extraordinario concepto Fronius Master Inverter X-Change (Mix™) que es un perfeccionamiento del clásico procedimiento maestro/esclavo. El funcionamiento: todas las etapas de potencia son iguales. La asignación del "Maestro" se realiza alternativamente teniendo en cuenta las horas de servicio ya realizadas. De este modo, la carga de las diferentes etapas de potencia es uniforme y se reduce el tiempo de funcionamiento.



Conmutación del transformador AF

La tecnología que usan los inversores Fronius está basada en el uso de transformadores de Alta Frecuencia. La conmutación automática del transformador hace que éste tenga tres puntos de máxima eficiencia a distintas tensiones del campo fotovoltaico. El resultado: un alto nivel de eficiencia constante en todo el rango de tensiones de entrada, resultando así mayores los ingresos. Otras ventajas debidas al uso de transformadores de AF son un diseño ligero del inversor debido al menor peso, un alto nivel de eficiencia debido a la disminución de pérdidas en el bobinado, y seguridad gracias al aislamiento galvánico que proporciona a la instalación.



Concepto de cambio de circuitos impresos

El diseño de nuestros inversores tiene en cuenta desde un principio el sencillo concepto de cambio de circuitos impresos. De este modo nuestros Fronius Service Partner tienen la herramienta perfecta para solucionar posibles incidencias de la forma más rápida y eficaz existente en el mercado.



Interface WLAN integrado

Es muy importante para Fronius que el sistema de monitorización se caracterice por ser sencillo y fácil de usar. Con el Fronius Datamanager, nos convertimos en el primer fabricante de inversores en ofrecer un Interface WLAN integrado en el propio inversor. El inversor se conecta a Internet sin cables adicionales, y garantiza una perfecta visualización del funcionamiento del sistema FV.



Smart Grid Ready

Los inversores de Fronius están listos para las Redes Inteligentes del futuro. Diseñados y equipados perfectamente, los inversores cumplen con los requisitos técnicos de las redes del futuro, incorporando una serie de funciones inteligentes denominadas funciones avanzadas de red. Entre éstas, se incluyen las funciones de control, para una óptima inyección de energía reactiva y efectiva.

Estas funciones están diseñadas para permitir un funcionamiento estable de la red, incluso cuando la densidad del sistema fotovoltaico es muy alta y también para evitar interrupciones no deseadas que provocan pérdidas de rendimiento. Por lo tanto, los inversores Fronius ayudan a garantizar el rendimiento del sistema FV.

Ficha de producto

Características

13978

minicofret Kaedra 8 MOD A

PVR*: 0 EUR



Principal

Estatus comercial	Comercializado
Gama de producto	Kaedra
Tipo de producto o componente	Cofret estanco
Tipo de envolvente	Mini enclosure for modular device
Accesorios incluidos con o envolvente	1 kit de marcado

Complementario

Montaje de envolvente	Superficie
Número de módulos de 18 mm por fila	8
Número total módulos de 18 mm	8
Número de filas horizontales	1
Clase de aislamien eléctrico	Clase II Doble aislamiento
Equipo suministrado	Kit de marcadofor 1
Estilo de cubierta frontal	Transparente
Disipación de potencia en W	15 W
[In] corriente nominal	63 A
Tipo de raíl	DIN
Número cortes previos PG ISO	5
Descripción de las opciones de bloqueo	Cerradura opcional
Material del envolvente	Polímero autoextinguible
Anchura	195 mm
Altura	200 mm
Profundidad	112 mm
Color	Envolvente : gris claro (RAL 7035) Puerta : verde transpar.

Entorno

Normas	EN 50102 EN 50262 IEC 60439-3 IEC 60529 IEC 60695-2-1 IEC 670
Canalis cubierta	650 °C de acuerdo con IEC 60695-2-1
Grado IP	IP65 de acuerdo con IEC 60529
Grado IK	IK09 de acuerdo con EN 50102
Características ambientales	Ultraviolet degradation test de acuerdo con ISO 4892-2 2013 Resistencia al UV class 3 de acuerdo con ISO 4582 2010
Categoría de sobretensión	II
Temperatura ambiente de trabajo	-25...60 °C



PVR*: 18.83 EUR



Principal

Estatus comercial	Comercializado
Gama de producto	Mini Pragma
Tipo de producto o componente	Cofret
Tipo de envolvente	Envolvente modular
Número de módulos de 18 mm por fila	6
Número de filas horizontales	1
Estilo de cubierta frontal	Ahumada
Anchura	186 mm exterior 162 mm pared
Altura	252 mm exterior 228 mm pared
Profundidad	80 mm pared 17 mm exterior

Complementario

Montaje de envolvente	Empotrado
Número total módulos de 18 mm	6
[In] corriente nominal	63 A
Tipo de raíl	Raíl asimétrico de 35 mm
Entrada de cable	Orificios pre-cortados
Función de bornero	Sin
Material del envolvente	Cara frontal : tecnoplástico Puerta : tecnoplástico Parte atrás : tecnoplástico
Color	Puerta : ahumada Cara frontal : blanco (RAL 9003)

Entorno

Normas	EN 50102 IEC 529 IEC 60439-3 IEC 60670-24 IEC 60695-2-11
Etiquetas de calidad	IMQ
Canalis cubierta	Cara frontal : 650 °C Parte atrás : 650 °C Puerta : 650 °C
Grado IP	IP40
Grado IK	IK07
Temperatura ambiente de trabajo	-25...60 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de la Oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS	Compliant - since 0901 - Schneider Electric declaration of conformity Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	Reference not containing SVHC above the threshold
Perfil ambiental del producto	Disponible Descargar Perfil Medioambiental
Instrucciones Fin de Vida del producto	No necesita operaciones de reciclaje específicas

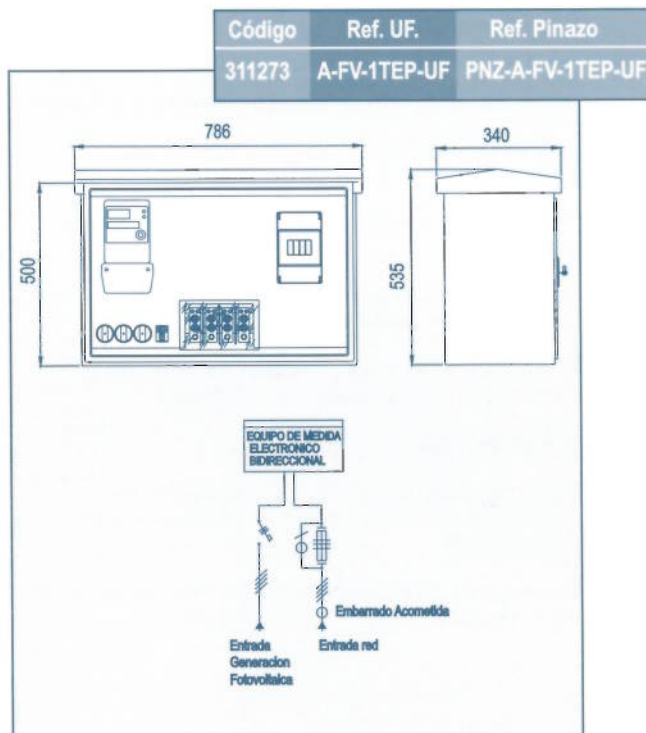
Equipos de Medida

Armarios para Exterior

Instalación desde 5 kW hasta 43,5 kW (un abonado)

Componentes

- Armario fabricado en poliéster reforzado con fibra de vidrio con tejadillo autoventilado con rejilla antiinsectos.
- Maneta giratoria con cerradura de triple acción normalizada.
- Velo protector transparente de policarbonato resistente a los U.V.
- Placa soporte para el montaje de un contador trifásico electrónico bidireccional.
- Portafusibles 100 A tipo cilíndricos para cartucho UTE 22 x 58 mm con dispositivo antifraude.
- Bornes de Neutro.
- Cable conductor tipo H07Z-R no propagador de incendios de reducida emisión de humos y exento de halógenos.
- Espacio para interruptor magnetotérmico (suministrado por el cliente en función de la instalación).



Instalación desde 5 kW hasta 43,5 kW (con reparto de red)

Componentes

- Armario fabricado en poliéster reforzado con fibra de vidrio con tejadillo autoventilado con rejilla antiinsectos.

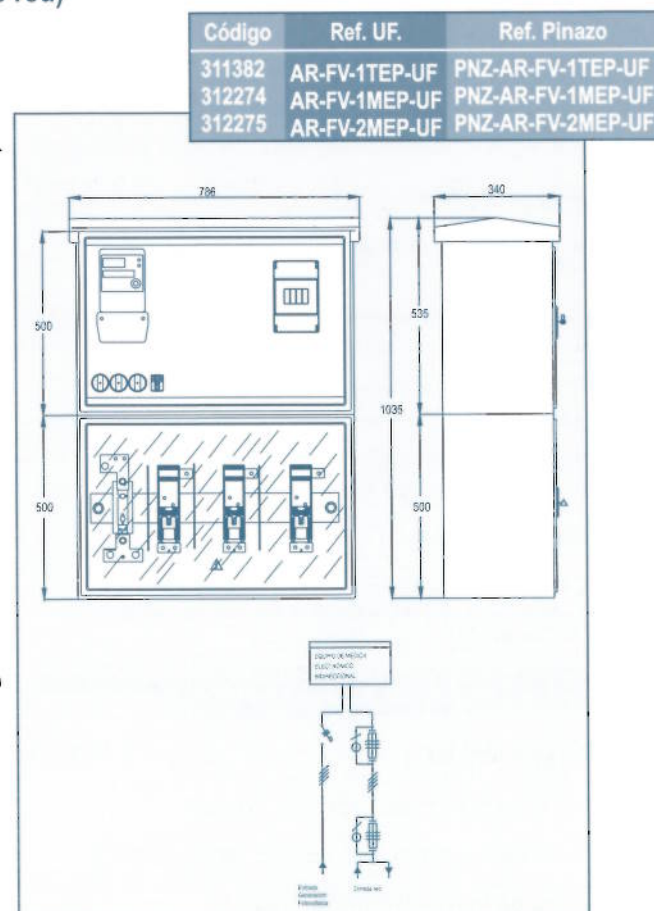
Cuerpo Superior.

- Maneta giratoria con cerradura de triple acción normalizada.
- Velo protector transparente de policarbonato resistente a los U.V.
- Placa soporte para el montaje de un contador trifásico electrónico bidireccional.
- Portafusibles 100 A tipo cilíndricos para cartucho UTE 22 x 58 mm con dispositivo antifraude.
- Bornes de Neutro.
- Cable conductor tipo H07Z-R no propagador de incendios de reducida emisión de humos y exento de halógenos.

- Espacio para interruptor magnetotérmico (suministrado por el cliente en función de la instalación).

Cuerpo Inferior.

- Cierre de triple acción con llave triángulo.
- Tres bases portafusibles tipo BUC (NHC-1-250 A).
- Bases de Neutro, tamaño NH1-250 A.





E 9F PV cylindrical fuses for photovoltaic plants

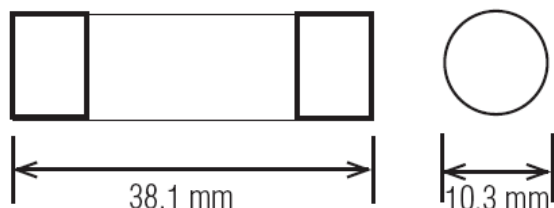
The new cylindrical fuses range E 9F PV is meant to protect against overcurrents in photovoltaic plants up to 1000 V in direct current.

Thanks to the wide sizes range, (from 1A up to 30A), and to the high nominal voltage: 1000V D.C. E 9F PV it's the best way to protect strings, inverters and OVR surge protections.

Rated Current In	Description		Weight kg	Packaging
	Type	ABB Code		
1 A	E 9F1 PV	2CSM213455R1801	0,007	10
2 A	E 9F2 PV	2CSM213465R1801	0,007	10
3 A	E 9F3 PV	2CSM213475R1801	0,007	10
4 A	E 9F4 PV	2CSM213485R1801	0,007	10
5 A	E 9F5 PV	2CSM213495R1801	0,007	10
6 A	E 9F6 PV	2CSM213505R1801	0,007	10
7 A	E 9F7 PV	2CSM213515R1801	0,007	10
8 A	E 9F8 PV	2CSM213525R1801	0,007	10
10 A	E 9F10 PV	2CSM213535R1801	0,007	10
12 A	E 9F12 PV	2CSM213545R1801	0,007	10
15 A	E 9F15 PV	2CSM213555R1801	0,007	10
20 A	E 9F20 PV	2CSM213565R1801	0,007	10
25 A	E 9F25 PV	2CSM213575R1801	0,007	10
30 A	E 9F30 PV	2CSM213585R1801	0,007	10

5

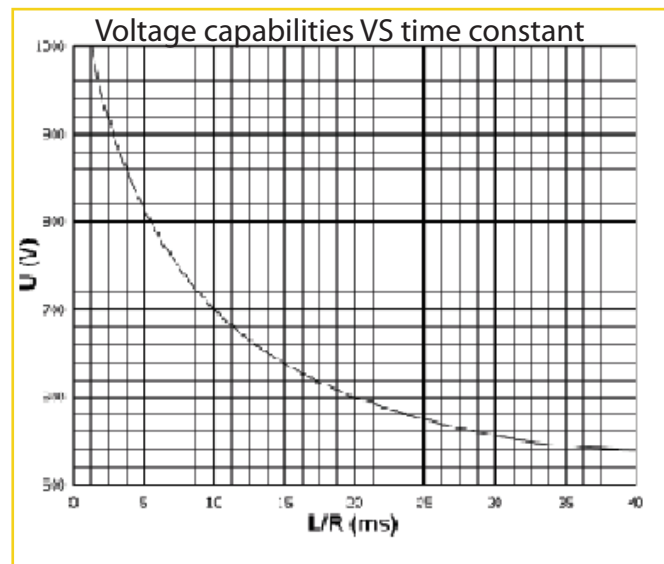
Overall Dimensions



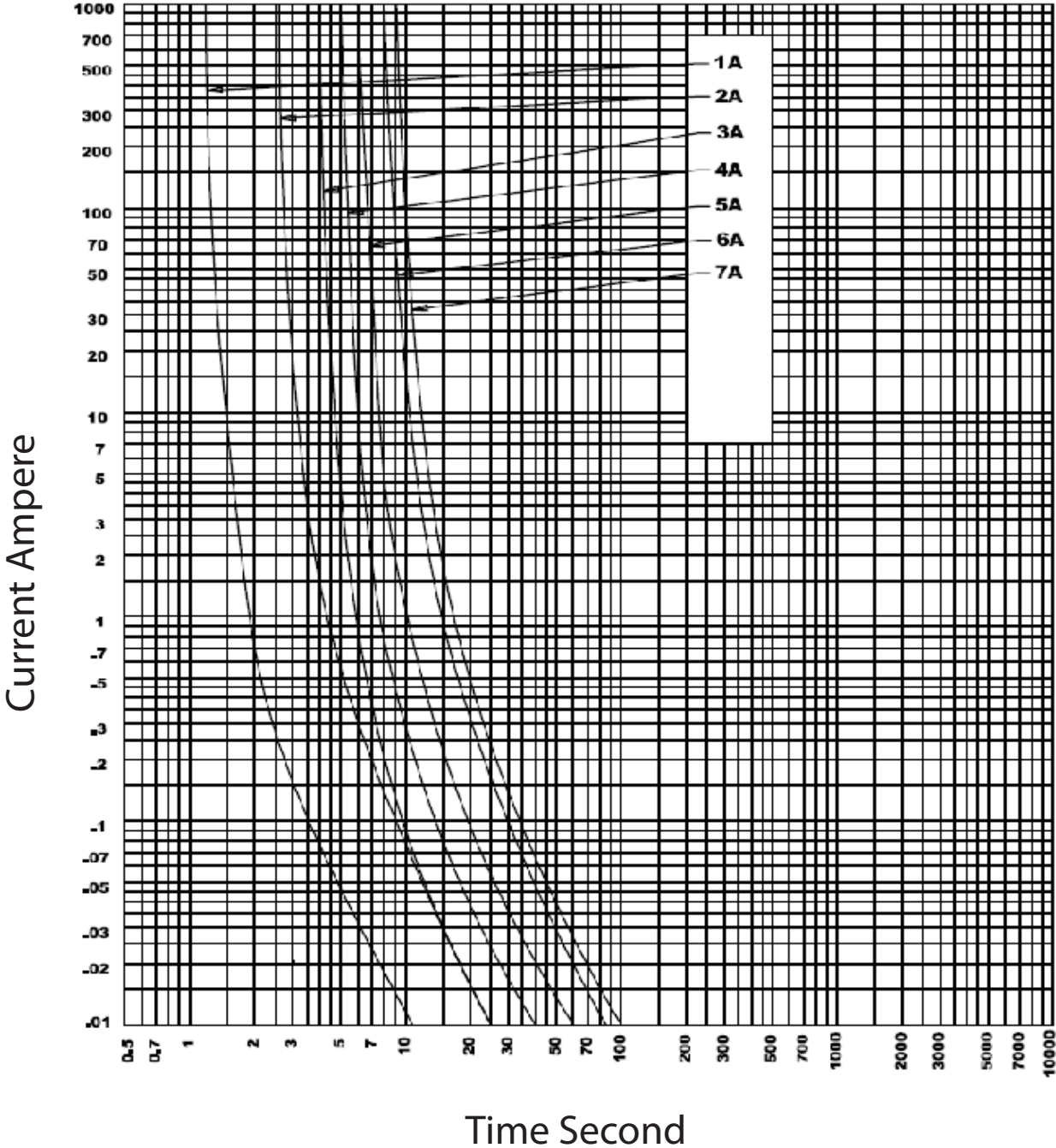
Technical Features

Rated Voltage	[V]	1.000 c.c.
Rated Current	[A]	1...30
Breaking Capacity	[kA]	50
Minimum Breaking Capacity		From 1A up to 7A = 1.3 x In
		From 8A up to 30A = 2.0 x In
Overall Dimensions	[mm]	10,3x38
Weight	[g]	7

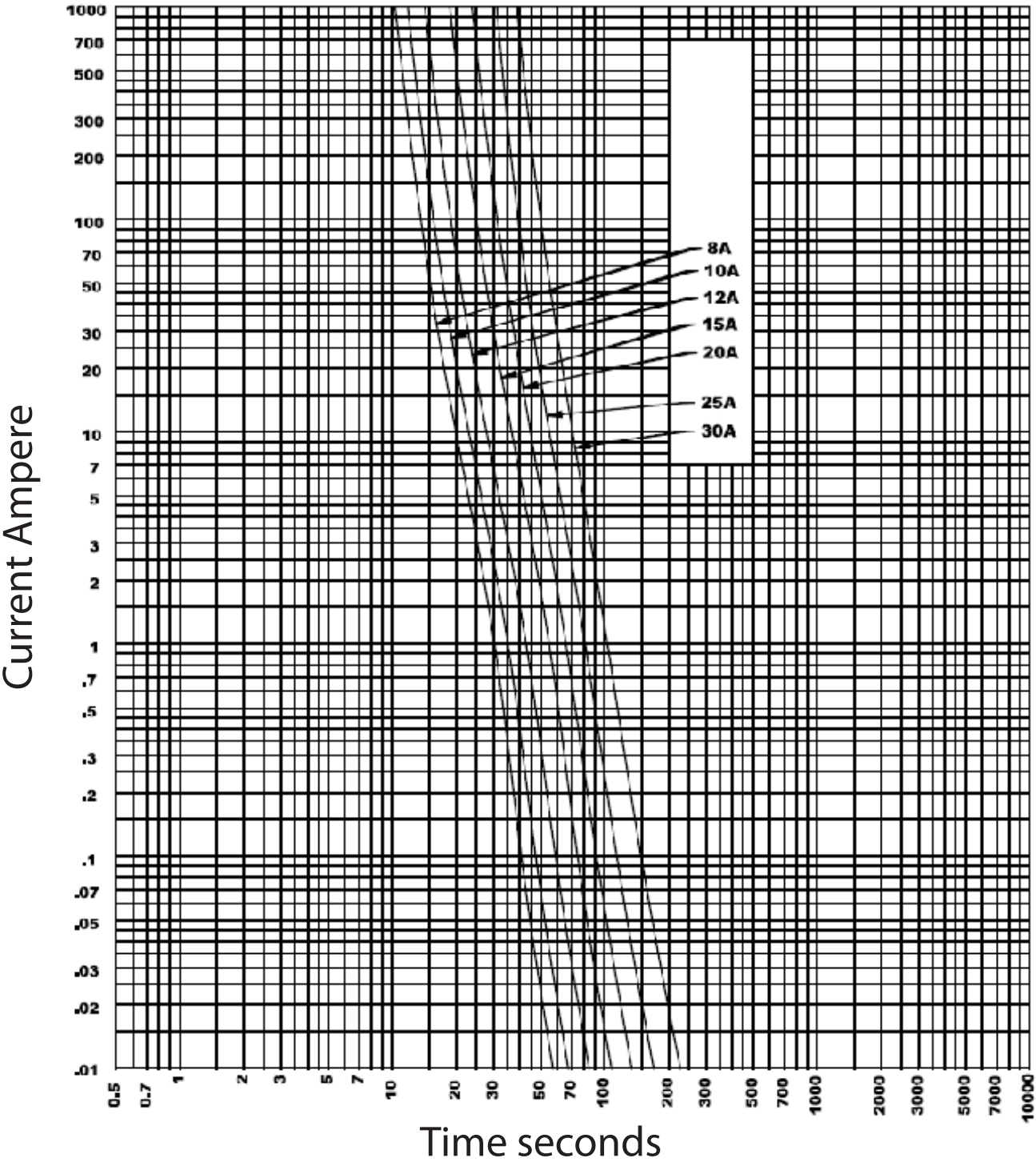
Type	Curve I ² t (A ² s)	Power consumption [W]
E 9F1 PV	-	0.32
E 9F2 PV	-	0.43
E 9F3 PV	-	1.04
E 9F4 PV	-	1.03
E 9F5 PV	-	1.04
E 9F6 PV	-	1.05
E 9F7 PV	-	1.05
E 9F8 PV	83	1.01
E 9F10 PV	127	
E 9F12 PV	215	
E 9F15 PV	495	
E 9F20 PV	755	
E 9F25 PV	970	
E 9F30 PV	1650	



Melting Time



Melting Time





E 90 fuse-disconnectors

E 90 series fuse-disconnectors are designed for connecting and disconnecting circuits under load, providing protection against short circuits and overloads. The case is made of self-extinguishing thermoplastic material resistant to high temperatures (all materials are UL listed) while the contact clips are in silver plated copper.

E 90 fuse-disconnectors can be sealed or padlocked to ensure operator safety during maintenance. Versions with blown fuse indicator allow to check whether the fuse is still working correctly or not. For easy and quick installation E 90 range is fully compatible with connecting bars, terminals and caps of S 200 MCBs

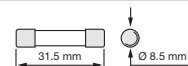
E 90 fuse-disconnectors for 10.3 x 38 mm fuses (AC-22B)



Poles	Rated current In	Modules	Order details Type code	Order code	Bbn 8012542 EAN	Price 1 piece	Price group	Weight 1 piece kg	Pack unit pc.
1	32	1	E 91/32	2CSM200923R1801	009238			0.061	6
1	32	1	E 91/32s	2CSM202483R1801	024835			0.062	6
1+N	32	2	E 91N/32	2CSM200893R1801	008934			0.130	3
2	32	2	E 92/32	2CSM200883R1801	008835			0.122	3
3	32	3	E 93/32	2CSM204753R1801	047537			0.183	2
3+N	32	4	E 93N/32	2CSM204733R1801	047339			0.252	1
4	32	4	E 94/32	2CSM204723R1801	047230			0.244	1
N	32	-	E 9N	2CSM277953R1801	779537			0.069	6

s: version with blown fuse indicator light

E 90 fuse-disconnectors for 8.5 x 31.5 mm fuses (AC-22B)



1	20	1	E 91/20	2CSM200983R1801	009832			0.061	6
1	20	1	E 91/20s	2CSM202423R1801	024231			0.062	6
2	20	2	E 92/20	2CSM200953R1801	009535			0.122	3
3	20	3	E 93/20	2CSM200943R1801	009436			0.183	2
N	20	-	E 9N	2CSM277953R1801	779537			0.069	6

s: version with blown fuse indicator light

Technical features

Type	E 90/20	E 90/32
Fuse	8 x 32	10 x 38
Kind of current		AC / DC
Rated frequency	[Hz]	= / 50-60
Rated current	[A]	20
Tightening torque	[Nm]	PZ2 2-2.5
Protection degree		IP20
Padlocked (open)		■
Sealed (closed)		■

IEC 60947-3

Rated operational voltage	[V]	400	690
Utilization category		AC-22B / DC-20B	
Power consumption per pole	aM [W]	0.9	1.2
	gG [W]	2.5	3.0

IEC 60269-1

Rated voltage AC	[V]	400	690
Rated voltage DC	[V]	400	690

IEC 60269-2

Fuse system		F	
Rated voltage AC	[V]	400	690
Rated voltage DC	[V]	250	440
Minimum rated breaking capacity		50 AC – 25 DC	

IEC 60269-3

Fuse system		B	
Rated voltage AC	[V]	400	

Productos

Descargadores OVR PV

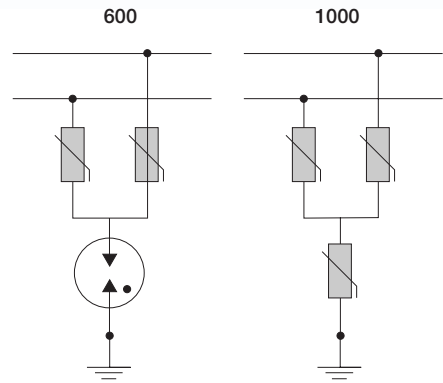


ABB ofrece una amplia gama de protectores contra sobretensiones que se han diseñado específicamente para sistemas fotovoltaicos. Gracias a la desconexión térmica específica para sistemas fotovoltaicos, los equipos estarán protegidos en caso de que se alcance el final de la vida útil del descargador.

Las características principales de los descargadores OVR PV son:

- una capacidad de resistencia a intensidad de CC FV (I_{scwmpv}) hasta 100 A sin protección de seguridad adicional
- cartuchos enchufables para un mantenimiento sencillo
- contacto auxiliar con la opción “TS”
- configuración en “Y” para una mejor protección
- ningún riesgo si se invierte la polaridad

Especificaciones técnicas principales		OVR PV
Especificaciones eléctricas		
Tipo de red		sistemas fotovoltaicos
Tipo		2
Intensidad de descarga máxima I_{max}	kA	40
Tiempo de respuesta	ns	25
Corriente residual	mA	< 1
Grado de protección		IP20
Resistencia a corriente de cortocircuito de CC I_{scwpv}	A	100 A
Protección de seguridad intensidad I_{cc} < 100 A intensidad I_{cc} > 100 A		no requerida Fusible E 90 PV 10 A o S802PV-S10 (OVR PV 600) y S804PV-S10 (OVR PV 1000)
Especificaciones mecánicas		
Terminales L/PE		
rígido	mm ²	2,5...25
flexible	mm ²	2,5...16
Par de apriete L	N·m	2,80
Indicador de estado		sí
Contacto de señalización remota		Versiones TS
Tipo		1 NA/NC
Especificación mínima		12 V CC - 10 mA
Especificación máxima		250 V CA - 1 A
Sección del cable	mm ²	1,5
Temperatura de funcionamiento	°C	-40...+80
Temperatura de almacenamiento	°C	- 40...+80
Altura máxima	m	2000
Material de la carcasa		PC RAL 7035
Resistencia al fuego UL94		V0
Normas de referencia		IEC 61643-1 / EN 61643-11 UTE 61 740-51



Informacion General

Extended Product Type:	S802PV-M32
Product ID:	2CCP812001R1329
EAN:	7612271211233
Catalog Description:	High Performance Circuit Breaker - S800PV-M - Disconnecter - Number of poles 2 - Rated operational current 32A - Rated operational voltage 800V DC
Long Description:	S802PV-M32 2 Pole DC main switch 32A 1.5kA 800VDC DC main switch

Categorías

Productos » Productos y sistemas de baja tensión » Aparatos modulares de instalación » Interruptores automáticos alto rendimiento HPCBs

Ordering

EAN:	7612271211233
Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85362020

Dimensions

Product Net Width:	54 mm
Product Net Depth:	82.5 mm
Product Net Height:	95 mm
Product Net Weight:	0.43 kg

Container Information

Package Level 1 Units:	1 piece
Package Level 1 Width:	105 mm
Package Level 1 Length:	60 mm
Package Level 1 Height:	99 mm
Package Level 1 Gross Weight:	0.45 kg
Package Level 1 EAN:	7612271211233

Environmental

Ambient Air Temperature:	Operation -25 ... +60 °C Storage -40 ... +70 °C
RoHS Status:	Following EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment

Technical

Standards:	IEC 60947-3
Number of Poles:	2
Rated Current (I_n):	32
Rated Operational Voltage:	800 V DC
Power Loss:	1.8 W
Actuator Marking:	I / O
Contact Position Indication:	ON / OFF / TRIP
Connecting Capacity:	Flexible 1 ... 50 mm ² Flexible Stranded 1 ... 70 mm ²

Certificates and Declarations (Document Number)

Declaration of Conformity - CE:	2CCC413036D0601
RoHS Information:	2CCC413008D0201

Classifications

E-nummer:	2100001
ETIM 4.0:	EC000216 - Switch disconnecter
ETIM 5.0:	EC000216 - Switch disconnecter
Object Classification Code:	F



Informacion General

Extended Product Type:	S802PV-S25
Product ID:	2CCP842001R1259
EAN:	7612271210977
Catalog Description:	S802PV-S25-R High Performance Circuit Breaker
Long Description:	The S802PV-S25 is a 2-pole High Performance Circuit breaker for photovoltaics (DC) with B-characteristic, with cage terminal and a rated current of 25 A. It is a current limiting device with a maximum breaking capacity of 5kA at 800V. It can be used for voltages up to 800V DC. It has two different tripping mechanisms, the thermal tripping mechanism for overload protection and the electromechanic tripping mechanism for short circuit protection. The S802PV-S25 complies with IEC/EN 60947-2 and allows the use for industrial applications. It has numerous of approvals, therefore it can be used worldwide. The extensive range of accessory makes the use of S802PV-S25 more comfortable. Due to the fast arc extinction of S802PV-S25 your application will be secured.

Categorias

Productos » Productos y sistemas de baja tensión » Aparatos modulares de instalación » Interruptores automáticos alto rendimiento HPCBs

Ordering

EAN:	7612271210977
Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85362020

Dimensions

Product Net Width:	54 mm
Product Net Depth:	82.5 mm
Product Net Height:	95 mm
Product Net Weight:	0.49 kg

Container Information

Package Level 1 Units:	1 piece
Package Level 1 Width:	105 mm
Package Level 1 Length:	60 mm
Package Level 1 Height:	99 mm
Package Level 1 Gross Weight:	0.51 kg
Package Level 1 EAN:	7612271210977

Environmental

Ambient Air Temperature:	Operation -25 ... +60 °C Storage -40 ... +70 °C
Resistance to Shock acc. to IEC 60068-2-27:	5 g 30 ms
Resistance to Vibrations acc. to IEC 60068-2-6:	2 - 13.2 Hz / 1mm 13.2 - 100Hz / 0.7g with load 100% x Ie
Environmental Conditions:	Damp Heat Cyclic acc. to IEC 60068-2-30 12+12 cycle Damp Heat Cyclic acc. to IEC 60068-2-30 55°C @ 90-96% Damp Heat Cyclic acc. to IEC 60068-2-30 25°C @ 90-100% Dry Heat Test B acc. to IEC 60068-2-2 16 hour @ 55 °C Dry Heat Test B acc. to IEC 60068-2-2 2 hour @ 70 °C
RoHS Status:	Following EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment

Technical

Standards:	IEC/EN 60947-2
Number of Poles:	2
Tripping Characteristic:	B
Rated Current (I _n):	25
Rated Operational Voltage:	800 V DC
Power Loss:	per Pole 4.3 W
Rated Insulation Voltage (U _i):	1500 V DC
Rated Ultimate Short-Circuit Breaking Capacity (I _{cu}):	(800 V DC) 5 kA
Rated Service Short-Circuit Breaking Capacity (I _{cs}):	(800 V DC) 5 kA
Overvoltage Category:	III
Pollution Degree:	2

Rated Impulse Withstand Voltage (U_{imp}):	8 kV
Housing Material:	Insulation group I, RAL 7035
Actuator Marking:	I / O
Contact Position Indication:	ON / OFF / TRIP
Degree of Protection:	acc. to IEC 60529 IP20
Remarks:	Connection from top and bottom Connecting with CU only IP40 in enclosure with cover Cage terminal with captive screw
Terminal Type:	Screw Terminals
Connecting Capacity:	Flexible 1 ... 50 mm ² Flexible Stranded 1 ... 70 mm ²
Tightening Torque:	3.5 N·m
Recommended Screw Driver:	Pozidriv 2
Mounting on DIN Rail:	TH35-15 (35 x 15 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715 TH35-7.5 (35 x 7.5 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715
Mounting Position:	Any

Certificates and Declarations (Document Number)

Declaration of Conformity - CE:	2CCC413035D0601
RoHS Information:	2CCC413008D0204

Classifications

E-nummer:	2100003
ETIM 4.0:	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
ETIM 5.0:	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
Object Classification Code:	F





PVR*: 511.51 EUR



Principal

Estatus comercial	Comercializado
Gama	Acti 9
Tipo de producto o componente	Protección diferencial
Nombre del dispositivo	IID
Número de polos	4P
Posición de polo de neutro	Izquierda
[In] corriente nominal	25 A
Tipo de red	CA
Sin bloquear barril	30 mA
Retraso tiempo protec.pérdida a tierra	Instantáneo
Tipo de protección fuga a tierra	Clase SI
Capacidad de cierre y corte nominal	Im 1500 A Idm 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA

Complementario

Ubicación dispositivo sistema	Salida
Frecuencia asignada de empleo	50/60 Hz
[Ue] Tensión asignada de empleo	400/415 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 61008-1 400 V CA 50/60 Hz de acuerdo con EN 61008-1
Tecnología del disparado de corriente residual	Independiente tensión
[Ui] Tensión asignada de aislamiento	500 V
[Uimp] Tensión asignada de choque	6 kV
Indicación de contacto positivo	Si
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicador deseng.
Modo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN
Compatibilidad de juego de bar	Arriba o abajo : Sí
Pasos de 9 mm	8
Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	73.5 mm
Peso del producto	0.37 kg
Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 ciclos
Endurancia eléctrica	AC-1 : 15000 ciclos
Conexiones - terminales	Terminal arriba o abajo 1 cable(s) 1...25 mm² Flexible con extremo de cable Terminal arriba o abajo 1 cable(s) 1...25 mm² Flexible sin extremo de cable Terminal arriba o abajo 1 cable(s) 1...35 mm² rígido sin extremo de cable
Longitud de pelado de cable	14 mm (arriba o abajo)
Par de apriete	3.5 N.m (arriba o abajo)

Entorno

Normas	EN 61008-1 IEC 61008-1
Grado IP	IP20
Grado de contaminación	3 de acuerdo con IEC 60947
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a choque 8/20 µs 3000 A de acuerdo con IEC 61008-1
Temperatura ambiente de trabajo	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de la Oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS	Compliant - since 1001 - Schneider Electric declaration of conformity Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	Reference not containing SVHC above the threshold
Perfil ambiental del producto	Disponible Descargar Perfil Medioambiental
Instrucciones Fin de Vida del producto	No necesita operaciones de reciclaje específicas



Principal

Estatus comercial	Comercializado
Aplicación dispositivo	Distribution
Gama de producto	Clario
Gama	Clario
Nombre del producto	IDPN
Tipo de producto o componente	Disyuntor en miniatura
Nombre del dispositivo	IDPN N
Número de polos	3P + N
Número de polos protegidos	3
Posición de polo de neutro	Izquierda
[In] corriente nominal	25 A
Tipo de red	CA
Tipo de unidad de control	Térmico-magnético
Código de curva de disparo ins	C
Poder de corte	6000 A Icn de acuerdo con EN/IEC 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 10 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 - 400 V CA 50/60 Hz
Aptitud al seccionamiento	Si

Complementario

Frecuencia asignada de empleo	50/60 Hz
[Ue] Tensión asignada de empleo	400 V CA 50/60 Hz entre fases 230 V CA 50/60 Hz entre fase y neutro
Límite de enlace magnético	5...10 x In
[Ics] poder de corte en servicio	7.5 kA en 75 % of breaking cap. de acuerdo con IEC 60947-2 - 400 V CA 50/60 Hz 6000 A en 100 % of breaking cap. de acuerdo con EN/IEC 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz
1 tornillo	3 de acuerdo con EN/IEC 60898-1
[Ui] Tensión asignada de aislamiento	400 V CA 50/60 Hz de acuerdo con IEC 60947-2
[Uimp] Tensión asignada de choque	4 kV de acuerdo con IEC 60947-2
Indicación de contacto positivo	Si
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación encendido/apagado
Modo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN
Compatibilidad de juego de bar	Clario
Pasos de 9 mm	6
Altura	81 mm
Anchura	54 mm
Profundidad	78 mm
Peso del producto	322 g

Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 ciclos
Endurancia eléctrica	10000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel, hacia arriba rígido cableado(s) 0.75...16 mm² max Terminales de tipo túnel, hacia arriba Flexible cableado(s) 0.33...10 mm² max Terminales de tipo túnel, hacia abajo rígido cableado(s) 0.75...16 mm² max Terminales de tipo túnel, hacia abajo Flexible cableado(s) 0.33...10 mm² max
Longitud de pelado de cable	13 mm
Par de apriete	2 N.m
Protección de fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Normas	EN/IEC 60898-1
Grado IP	IP20 de acuerdo con IEC 60529
Grado de contaminación	3 de acuerdo con IEC 60947-1
Tropicalización	2 de acuerdo con IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de trabajo	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...70 °C

Sostenibilidad de la oferta

Estado de la Oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS	Compliant - since 1310 - Schneider Electric declaration of conformity Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	Reference not containing SVHC above the threshold
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones Fin de Vida del producto	No necesita operaciones de reciclaje específicas